



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERIA EN EXPLORACION Y EXPLOTACIÓN EN RECURSOS NATURALES - PERFORACIÓN

OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN Y POSICIONAMIENTO DE INTERVALOS EN
YACIMIENTOS DE ALTA PRESIÓN Y ALTA TEMPERATURA.

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
SERGIO LUNA BLE

TUTOR PRINCIPAL
DR. RUBÉN NICOLÁS LÓPEZ
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERIA EN EXPLORACION Y EXPLOTACIÓN EN RECURSOS NATURALES - PERFORACIÓN

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX., JULIO 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

Gracias a Dios por brindarme salud para poder terminar esta etapa profesional en mi vida.

Gracias a mis padres Santiago Luna Jimenez y Martha Ble de Luna por haberme dado la vida, educado y enseñado que la superación y los estudios son parte fundamental en el éxito de todo ser humano.

Gracias a mi esposa Laura y a mis hijos Diana Laura, Sergio Manuel, Sergio y Jesús Antonio por su paciencia y apoyo incondicional durante el tiempo que duraron los estudios.

Gracias a mis hermanos Santiago, Martha, Consuelo y Mariana por haberme brindado su apoyo y muestras de cariño durante toda mi vida.

Gracias a mis compañeros de estudio y colegas por compartir sus conocimientos y experiencias en la materia, pero sobre todo por haber estado ahí cuando más los necesite, en especial a Yasmin Huitz Alvarado y Aliskair Anguiano Alvarado.

Gracias a mis compañeros de trabajo que me brindaron su apoyo para llevar a buen fin el presente estudio en especial a los ingenieros Gonzalo Hamid Carrillo Mariscal y Luis Alfonso Alvarez Acosta.

Gracias a Petróleos Mexicanos por haber depositado en mí la confianza para llevar a cabo los estudios de maestría.

Gracias al Instituto Mexicano del Petróleo, al M.C. José Aurelio España Pinto y en especial al Dr. Rubén Nicolás López por haberme guiado durante el desarrollo del presente proyecto.

CONTENIDO	I
LISTA DE FIGURAS	V
LISTA DE TABLAS	X
RESUMEN	XIII
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 2 GENERALIDADES DEL CAMPO T	5
2.1 Descripción del campo	5
2.1.1 Mapa de ubicación geográfica.....	5
2.1.2 Antecedentes históricos y de producción.....	5
2.2 Situación estructural del campo T, bloque III.....	10
2.2.1 Descripción estructural.....	10
2.2.2 Sección estructural en base a líneas sísmicas.....	11
2.2.3 Estilo estructural del campo T, bloque III.....	12
2.3 Geología.....	13
2.3.1 Mapa de ubicación geológica campo T, bloque III.....	13
2.3.2 Marco tectónico regional.....	13
2.3.3 Columna geológica tipo.....	15
2.4 Petrofísica.....	16
CAPÍTULO 3 PROBLEMÁTICA DURANTE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO T, BLOQUE III	20
3.1 Definición y clasificación de los tiempos de perforación.....	22
3.1.1 Tiempo normal teórico.....	22
3.1.2 Tiempo no productivo (NPT).....	23
3.2 Metodología de análisis del NPT.....	24
3.3 Etapa 1: Análisis de tiempos operativos e incidentes de perforación.....	28
3.3.1 Pozo T-101.....	28
3.3.1.1 Objetivo de la perforación.....	28
3.3.1.2 Análisis de la etapa de 26".....	28
3.3.1.3 Análisis de la etapa de 17 ½".....	30
3.3.1.4 Análisis de la etapa de 12 ¼".....	33
3.3.1.5 Análisis de la etapa de 8 ½".....	37
3.3.1.6 Análisis de la etapa de 6 ½".....	41
3.3.1.7 Distribución general de tiempos.....	44

3.3.2 Pozo T – 102.....	48
3.3.2.1 Objetivo de la perforación.....	48
3.3.2.2 Análisis de la etapa de 26”.....	48
3.3.2.3 Análisis de la etapa de 17 ½”.....	50
3.3.2.4 Análisis de la etapa de 12 ¼”.....	52
3.3.2.5 Análisis de la etapa de 8 ½”.....	55
3.3.2.6 Distribución general de tiempos.....	57
3.3.3 Pozo T – 123.....	61
3.3.3.1 Objetivo de la perforación.....	61
3.3.3.2 Análisis de la etapa de 26”.....	61
3.3.3.3 Análisis de la etapa de 17 ½”.....	63
3.3.3.4 Análisis de la etapa de 12 ¼”.....	65
3.3.3.5 Análisis de la etapa de 8 ½”.....	68
3.3.3.6 Análisis de la etapa de 5 7/8”.....	71
3.3.3.7 Distribución general de tiempos.....	74
3.4 Etapa 2: Distribución general de tiempos del campo T, bloque III.....	78
3.5 Etapa 3: Matriz de severidad / probabilidad.....	81

CAPÍTULO 4 VENTANAS OPERATIVAS CALIBRADAS CON EVENTOS OCURRIDOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS DEL CAMPO T, BLOQUE III.....	86
4.1 Conceptos generales.....	86
4.1.1 Propiedades físicas de la roca.....	86
4.1.2 Conceptos generales de la geomecánica.....	89
4.1.3 Comportamiento mecánico de la roca y criterio de resistencia.....	94
4.1.4 Dirección de los esfuerzos horizontales.....	101
4.1.5 Magnitud de los esfuerzos horizontales.....	103
4.1.6 Resistencia a la compresión uniaxial (UCS) y ángulo de fricción interna (ϕ).....	106
4.1.7 Gradiente de colapso inferior y superior.....	108
4.2 Etapa 4: Eventos ocurridos durante la perforación considerados en el análisis.....	110
4.3 Etapa 5: Ventanas operativas calibradas con eventos ocurridos durante la perforación de los pozos del campo T, bloque III.....	115

4.3.1 Metodología para la determinación de la ventana operativa	117
4.3.2 Pozo T-101.....	123
4.3.3 Pozo T-102.....	127
4.3.4 Pozo T-123.....	131
4.3.5 Pozo futuro (T-112).....	134
4.4 Etapa 6: Sensibilidad de la ventana operativa a la trayectoria direccional del pozo.....	136
CAPÍTULO 5 DESARROLLO DEL MAPA DE RIESGO DE PERFORACIÓN DEL CAMPO T, BLOQUE III.....	140
5.1 Conceptos generales.....	140
5.2 Etapa 7: Mapas de riesgo de perforación.....	141
5.2.1 Pozo T-101.....	141
5.2.2 Pozo T-102.....	142
5.2.3 Pozo T-123.....	143
5.2.4 Campo T, bloque III (pozo futuro T-112).....	145
CAPÍTULO 6 IDENTIFICACIÓN DE INTERVALOS PRODUCTORES CON BASE AL ANÁLISIS DE MICROMECAÁNICA.....	147
6.1 Parámetros elásticos de la roca.....	147
6.1.1 Módulo de Young (E).....	147
6.1.2 Relación de Poisson (ν).....	148
6.1.3 Parámetro de Lamé (λ).....	149
6.1.4 Módulo de corte o segundo parámetro de Lamé (μ).....	149
6.1.5 Módulo volumétrico (K).....	150
6.2 Método autoconsistente para obtener las velocidades de onda compresional (V_p) y de corte (V_s).....	150
6.3 Plantillas maestras de física de rocas.....	154
6.3.1 Plantillas maestras de física de rocas " $\lambda\rho$ vs $\mu\rho$ " y " ν vs E ".....	156
6.3.2 Metodología de análisis de parámetros elásticos de la roca.....	158
6.4 Caso de estudio (campo T bloque III).....	159
6.4.1 Pozo T-101.....	160
6.4.2 Pozo T-102.....	170

6.4.3 Pozo T-123.....	175
6.5 Parámetros elásticos característicos del Cretácico Medio (KM) y de los intervalos productores en el campo T, bloque III.....	178
CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES.....	179
REFERENCIAS.....	XV
NOMENCLATURA.....	XIX
GLOSARIO.....	XXI
APÉNDICE A.....	XXVIII
APÉNDICE B.....	XLIII

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Ubicación geográfica del campo T, bloque III.....	5
Figura 2.2	Historia de presión del campo T.....	7
Figura 2.3	Historia de producción del campo T, bloque III	8
Figura 2.4	Comportamiento de la RGA campo T, bloques I y III.....	9
Figura 2.5	Comportamiento de los °API campo T, bloques I y III.....	9
Figura 2.6	Configuración estructural del campo T, bloque III cima del Cretácico Medio.....	10
Figura 2.7	Sección estructural norte-sur, entre los pozos Eden-67 y el campo T, bloque III	11
Figura 2.8	Distribución de facies del Cretácico Medio-Inferior.....	12
Figura 2.9	Estilo estructural Mesozoico y Paleógeno campo T, bloque III.....	12
Figura 2.10	Mapa de las provincias del Sureste de México.....	13
Figura 2.11	Elementos tectónicos del Sureste de México.....	14
Figura 2.12	Columna geológica tipo del campo T.....	15
Figura 2.13	Distribución de espesores del campo T, bloque I.....	16
Figura 2.14	Registro tipo procesado del pozo T-1.....	17
Figura 2.15	Registro compuesto del pozo T-101.....	18
Figura 3.1	Gráfica profundidad vs tiempo del pozo T-101 campo T, bloque III.	20
Figura 3.2	Gráfica profundidad vs tiempo del pozo T-102 campo T, bloque III.	21
Figura 3.3	Gráfica profundidad vs tiempo del pozo T-123 campo T, bloque III.	21
Figura 3.4	Representación gráfica de los tiempos de perforación de un pozo....	22
Figura 3.5	Metodología de análisis del NPT.....	26
Figura 3.6	Distribución de tiempos operativos del pozo T-101 etapa de 26".....	29
Figura 3.7	Distribución de tiempos operativos del pozo T-101 etapa de 17 ½....	32
Figura 3.8	Distribución de tiempos operativos del pozo T-101 etapa de 12 ¼"...	35
Figura 3.9	Distribución de tiempos operativos del pozo T-101 etapa de 8 ½"....	40
Figura 3.10	Distribución de tiempos operativos del pozo T-101 etapa de 6 ½"....	43

Figura 3.11	Tiempo programado versus real de la perforación del pozo T-101.....	44
Figura 3.12	Distribución de tiempos de la perforación del pozo T-101.....	45
Figura 3.13	Distribución de tiempos operativos del pozo T-102 etapa de 26"....	49
Figura 3.14	Distribución de tiempos operativos del pozo T-102 etapa de 17 ½"....	51
Figura 3.15	Distribución de tiempos operativos del pozo T-102 etapa de 12 ¼"....	54
Figura 3.16	Distribución de tiempos operativos del pozo T-102 etapa de 8 ½"....	55
Figura 3.17	Tiempo programado versus real de la perforación del pozo T-102....	57
Figura 3.18	Distribución de tiempos de la perforación del pozo T-102.....	58
Figura 3.19	Distribución de tiempos operativos del pozo T-123 etapa de 26".....	62
Figura 3.20	Distribución de tiempos operativos del pozo T-123 etapa de 17 ½"....	64
Figura 3.21	Distribución de tiempos operativos del pozo T-123 etapa de 12 ¼"....	67
Figura 3.22	Distribución de tiempos operativos del pozo T-123 etapa de 8 ½".....	70
Figura 3.23	Distribución de tiempos operativos del pozo T-123 etapa de 5 ⅞"....	73
Figura 3.24	Tiempo programado versus real de la perforación del pozo T-123....	75
Figura 3.25	Distribución de tiempos de la perforación del pozo T-123.....	76
Figura 3.26	Distribución de tiempos operativos de la perforación del campo T, bloque III.....	79
Figura 3.27	Matriz de severidad/probabilidad.....	81
Figura 3.28	Matriz de severidad/probabilidad de la problemática del campo T, bloque III.....	82
Figura 3.29	Matriz de severidad/probabilidad de esperas del campo T, bloque III.....	83
Figura 3.30	Matriz de Severidad/Probabilidad de fallas del campo T, bloque III...	84
Figura 4.1	Estado de esfuerzos en un medio.....	90
Figura 4.2	Esfuerzos principales versus esfuerzos in-situ.....	92
Figura 4.3	Deformación debida a un esfuerzo.....	94
Figura 4.4	Estado de esfuerzos.....	97
Figura 4.5	Estado de esfuerzos Mohr-Coulomb.....	98
Figura 4.6	Ensayos triaxiales de Mohr-Coulomb.....	98

Figura 4.7	Representación de Mohr-Coulomb al inicio de ruptura de la roca.....	99
Figura 4.8	Fractura inducida detectada con el registro de imágenes.....	100
Figura 4.9	Prueba de goteo de dos ciclos.....	100
Figura 4.10	Registro de imágenes de pared de pozo y de calibración de agujero.	102
Figura 4.11	Régimen tectónico de un campo.....	103
Figura 4.12	Ventana operativa.....	116
Figura 4.13	Gradiente de ovalización por ruptura de la pared del pozo.....	117
Figura 4.14	Ventana operativa del pozo T-101 campo T, bloque III.....	124
Figura 4.15	Registros eléctricos del pozo T-101 campo T, bloque III.....	125
Figura 4.16	Ventana operativa recalibrada del pozo T-101 campo T, bloque III...	126
Figura 4.17	Ventana operativa del pozo T-102 campo T, bloque III.....	128
Figura 4.18	Registros eléctricos del pozo T-102 campo T, bloque III.....	129
Figura 4.19	Ventana operativa recalibrada del pozo T-102 campo T, bloque III...	130
Figura 4.20	Ventana operativa del pozo T-123 campo T, bloque III.....	131
Figura 4.21	Registros eléctricos del pozo T-123 campo T, bloque III.....	132
Figura 4.22	Ventana operativa recalibrada del pozo T-123 campo T, bloque III....	133
Figura 4.23	Ventana operativa del pozo T-112 campo T, bloque III.....	135
Figura 4.24	Representación gráfica de la trayectoria de un pozo.....	136
Figura 4.25	Representación gráfica de la sensibilidad de la trayectoria direccional a los esfuerzos horizontales en el pozo futuro T- 112.....	137
Figura 5.1	Mapa de riesgo de perforación del pozo T-101.....	142
Figura 5.2	Mapa de riesgo de perforación del pozo T-102.....	143
Figura 5.3	Mapa de riesgo de perforación del pozo T-123.....	144
Figura 5.4	Mapa de riesgo de perforación del pozo futuro (T-112).....	146
Figura 6.1	Plantilla maestra de física de rocas V_p versus V_s	153
Figura 6.2	Cálculo de parámetros elásticos a partir de datos de densidad, módulo de corte y volumétrico.....	154
Figura 6.3	Plantilla maestra de física de rocas básica.....	154

Figura 6.4	Plantilla maestra de física de rocas $\lambda\rho$ vs $\mu\rho$	157
Figura 6.5	Plantilla maestra de física de rocas v vs E	157
Figura 6.6	Metodología de análisis de parámetros elásticos de la roca	158
Figura 6.7	Registros geofísicos convencionales del pozo T-101.....	161
Figura 6.8	Identificación de litofacies del pozo T-101.....	164
Figura 6.9	Plantilla maestra de física de rocas $\lambda\rho - \mu\rho$, litología y porosidad, litofacies del pozo T-101 intervalo 5250-5841 m.....	165
Figura 6.10	Plantilla maestra de física de rocas $\lambda\rho - \mu\rho$, litología y porosidad del pozo T-101 intervalo 5250-5841 m.....	166
Figura 6.11	Identificación de yacimiento en la plantilla maestra de física de rocas $\lambda\rho - \mu\rho$, litología y porosidad del pozo T-101.....	167
Figura 6.12	Plantilla maestra de física de rocas 3D ($\lambda\rho - \mu\rho$) yacimiento del pozo T-101.....	167
Figura 6.13	Plantilla maestra de física de rocas ($\lambda\rho - \mu\rho$), identificación de valores de $\lambda\rho$ y $\mu\rho$ intervalo productor del pozo T-101.....	168
Figura 6.14	Plantilla maestra de física de rocas ($E - v$), identificación de valores de E y v del yacimiento del pozo T-101.....	169
Figura 6.15	Plantilla maestra de física de rocas 3D ($E - v$) del yacimiento del pozo T-101.....	169
Figura 6.16	Registros geofísicos convencionales del pozo T-102.....	170
Figura 6.17	Identificación de litofacies del pozo T-102.....	170
Figura 6.18	Plantilla maestra de física de rocas $\lambda\rho - \mu\rho$, litología y porosidad, litofacies del pozo T-102 en el intervalo 5142-5663 m.....	171
Figura 6.19	Plantilla maestra de física de rocas $\lambda\rho - \mu\rho$, litología y porosidad del pozo T-102 en el intervalo 5142-5663 m.....	172
Figura 6.20	Identificación del yacimiento en la plantilla maestra de física de rocas $\lambda\rho - \mu\rho$, litología y porosidad del pozo T-102.....	172
Figura 6.21	Plantilla maestra de física de rocas 3D ($\lambda\rho - \mu\rho$) del yacimiento del pozo T-102.....	173
Figura 6.22	Plantilla maestra de física de rocas ($\lambda\rho - \mu\rho$), identificación de valores de $\lambda\rho$ y $\mu\rho$ en el intervalo productor del pozo T-102.....	173

Figura 6.23	Plantilla maestra de física de rocas ($E - \nu$), identificación de valores de E y ν del yacimiento del pozo T-102.....	174
Figura 6.24	Plantilla maestra de física de rocas 3D ($E - \nu$) del yacimiento del pozo T-102.....	174
Figura 6.25	Registros geofísicos convencionales del pozo T-123.....	175
Figura 6.26	Identificación de litofacies del pozo T-123.....	176
Figura 6.27	Plantilla maestra de física de rocas $\lambda\rho - \mu\rho$ del pozo T-123 en el intervalo 5473-6067 m.....	177
Figura B1	Mapa de riesgo de perforación, en secciones, del pozo T-101.....	XLIII
Figura B2	Sección 1 mapa de riesgo de perforación del pozo T-101.....	XLIV
Figura B3	Sección 2 del mapa de riesgo de perforación del pozo T-101.....	XLV
Figura B4	Sección 3 del mapa de riesgo de perforación del pozo T-101.....	XLVI
Figura B5	Mapa de riesgo de perforación, en secciones, del pozo T-102.....	XLVII
Figura B6	Sección 1 del mapa de riesgo de perforación del pozo T-102.....	XLVIII
Figura B7	Sección 2 del mapa de riesgo de perforación del pozo T-102.....	XLIX
Figura B8	Sección 3 del mapa de riesgo de perforación del pozo T-102.....	L
Figura B9	Mapa de riesgo de perforación, en secciones, del pozo T-123.....	LI
Figura B10	Sección 1 mapa de riesgo de perforación del pozo T-123.....	LII
Figura B11	Sección 2 del mapa de riesgo de perforación del pozo T-123.....	LIII
Figura B12	Sección 3 del mapa de riesgo de perforación del pozo T-123.....	LIV
Figura B13	Mapa de riesgo de perforación, en secciones, del pozo T-112.....	LV
Figura B14	Sección 1 mapa de riesgo de perforación del pozo T-112.....	LVI
Figura B15	Sección 2 del mapa de riesgo de perforación del pozo T-112.....	LVII
Figura B16	Sección 3 del mapa de riesgo de perforación del pozo T-112.....	LVIII

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1	Estado de pozos del campo T.....	8
Tabla 2.2	Parámetros de evaluación petrofísica campo T.....	18
Tabla 2.3	Resumen de propiedades petrofísicas del campo T.....	19
Tabla 3.1	Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 26" del pozo T-101.....	30
Tabla 3.2	Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 17 ½" del pozo T-101.....	33
Tabla 3.3	Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 12 ¼" del pozo T-101.....	36
Tabla 3.4	Densidades de correlación del campo T en la cima del KSM.....	37
Tabla 3.5	Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 8 ½" del pozo T-101.....	41
Tabla 3.6	Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 6 ½" del pozo T-101.....	44
Tabla 3.7	Costo de renta diaria equipo de perforación de 2000 hp T-101.....	45
Tabla 3.8	Distribución de tiempos no productivos (NPT) en la perforación del pozo T-101.....	46
Tabla 3.9	Distribución de la problemática operativa por etapa del pozo T-101.....	47
Tabla 3.10	Distribución de las esperas operativas por etapa del pozo T-101...	47
Tabla 3.11	Distribución de las fallas operativas por etapa del pozo T-101.....	48
Tabla 3.12	Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 26" del pozo T-102.....	50
Tabla 3.13	Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 17 ½" pozo T-102.....	52
Tabla 3.14	Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 12 ¼" del pozo T-102.....	55
Tabla 3.15	Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 8 ½" del pozo T-102.....	57
Tabla 3.16	Costo de renta diaria equipo de perforación de 2000 hp T-102.....	58
Tabla 3.17	Distribución de tiempos no productivos (NPT) en la perforación del pozo T-102.....	59
Tabla 3.18	Distribución de la problemática operativa por etapa del pozo T-102.....	59
Tabla 3.19	Distribución de las esperas operativas por etapa del pozo T-102...	60

Tabla 3.20	Distribución de las fallas operativas por etapa del pozo T-102.....	60
Tabla 3.21	Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 26" del pozo T-123.....	63
Tabla 3.22	Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 17 1/2" del pozo T-123.....	65
Tabla 3.23	Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 12 1/4" del pozo T-123.....	68
Tabla 3.24	Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 8 1/2" del pozo T-123.....	71
Tabla 3.25	Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 5 7/8" del pozo T-123.....	74
Tabla 3.26	Costo de renta diaria equipo de perforación de 2000 hp T-123.....	75
Tabla 3.27	Distribución de tiempos no productivos (NPT) en la perforación del pozo T-123.....	76
Tabla 3.28	Distribución de la problemática operativa por etapa del pozo T-123.....	77
Tabla 3.29	Distribución de esperas operativas por etapa del pozo T-123.....	77
Tabla 3.30	Distribución de fallas operativas por etapa del pozo T-123.....	78
Tabla 3.31	Distribución de la problemática operativa del campo T bloque III...	79
Tabla 3.32	Distribución de esperas operativas del campo T bloque III.....	80
Tabla 3.33	Distribución de fallas operativas del campo T bloque III.....	80
Tabla 4.1	Porosidad de algunas rocas.....	88
Tabla 4.2	Valores de resistividad de algunas rocas.....	89
Tabla 4.3	Valores de densidad de algunas rocas.....	89
Tabla 4.4	Valores de resistencia de la matriz rocosa sana.....	107
Tabla 4.5	Valores de cohesión y ángulo de fricción interna para roca sana...	107
Tabla 4.6	Eventos identificados durante la perforación del pozo T-101.....	112
Tabla 4.7	Eventos identificados durante la perforación del pozo T-102.....	113
Tabla 4.8	Eventos identificados durante la perforación del pozo T-123.....	114
Tabla 4.9	Problemática asociada a la ventana operativa del campo T bloque III.....	134
Tabla 6.1	Parámetros elásticos de la roca.....	162
Tabla 6.2	Parámetros elásticos calculados a partir de registros geofísicos del pozo T-101.....	162

Tabla 6.3	Módulos, densidad y velocidades (V_p y V_s) de minerales comunes.....	163
Tabla 6.4	Valores característicos de los parámetros elásticos del intervalo productor del campo T bloque III.....	178
Tabla A.1	Comportamiento normal de registros.....	XXXV

RESUMEN

La industria de la perforación y producción de hidrocarburos ha intentado reducir los costos de las intervenciones empleando nuevas tecnologías, con el propósito de hacer más eficiente el proceso. Otras iniciativas están orientadas a reducir los tiempos no productivos (NPT, Non Productive Time, por sus siglas en inglés).

El campo T, bloque III, objetivo del presente estudio, está constituido por tres pozos (T-101, 102 y 123), productores (gas y condensado) en calizas dolomitizadas del Cretácico Medio (KM) con una profundidad promedio de 5800 m. Se perforaron en 474 días (promedio) de 195 días programados (promedio), por pozo.

En el presente estudio se desarrolló una metodología para el análisis del tiempo no productivo (NPT), que permite, al ingeniero de diseño y de perforación, anticiparse a la problemática durante la perforación.

Se requirieron 1,422 días para la perforación de los tres pozos del bloque III, con una **eficiencia del 45%, el NPT con 788 días, constituye el 55%** (33% problemas, 11% esperas y 11% fallas de equipo). La renta diaria de un equipo, de 2000 hp, es de 25,445 dólares, el **NPT representa un costo adicional de 20 millones de dólares**, por este concepto, de ahí la importancia de predecir y controlar el origen del NPT.

La problemática operativa representa el 60% (472 días) del total del NPT, de los cuales el 85% son problemas relacionados con la estabilidad mecánica del agujero.

La metodología desarrollada de análisis del NPT nos permitió desarrollar: una ventana operativa calibrada con eventos reales, la sensibilidad de la trayectoria direccional a la dirección de los esfuerzos horizontales, una matriz de probabilidad /severidad de

ocurrencia de eventos y mapas de riesgos de perforación, por pozo, pudiendo ser extrapolados a un pozo futuro (T-112 en este caso).

Considerar la inclusión, dentro de la ventana operativa u operacional, del gradiente de colapso inferior y superior disminuye considerablemente la problemática de estabilidad mecánica del agujero.

Para lograr el éxito técnico-económico de un proyecto de perforación de pozos petroleros, la reducción del NPT, en general, no es suficiente, ya que si los pozos no son posicionados de manera óptima en el yacimiento, una catástrofe financiera es inevitable, como la ocurrida en el pozo T-123, en el que el objetivo geológico de la perforación (KM) no se alcanzó. La producción promedio de los dos primeros pozos del bloque III (T-101, T-102) es de 2,341 bpd, mientras que la producción del tercer pozo (T-123) es de 200 bpd (2,141 bpd menos que los pozos productores en el mismo bloque), con un **costo de 574 millones de pesos**.

La selección errónea del intervalo productor y el alto índice del NPT, ocasionado por una ventana operativa incompleta, ocasionaron el fracaso operativo y económico del pozo T-123, y posiblemente el abandono del bloque III del campo T.

Aplicando la metodología de **análisis de parámetros elásticos de la roca**, " $\lambda\rho$ vs $\mu\rho$ " y " v vs E ", basadas en estudios de micromecánica, se caracterizaron los parámetros elásticos de la formación del KM del campo T, bloque III, definiendo que el pozo T-123 no alcanzó el objetivo del KM.

Las metodologías de análisis del NPT y de análisis de parámetros elásticos de la roca, están encaminadas a reducir y/o eliminar el NPT, así como a alcanzar el éxito técnico-económico de los proyectos futuros de perforación del campo T, bloque III. Pudiendo ser aplicada a cualquier otro campo.

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

Durante muchos años, la industria de la perforación y producción ha intentado reducir los costos de las intervenciones empleando nuevas tecnologías, con el propósito de hacer más eficiente el proceso. Otras iniciativas, están orientadas a reducir los tiempos no productivos (NPT, Non Productive Time, por sus siglas en inglés), como lo fue el desarrollo de la metodología “Perforando sin sorpresas” desarrollada en conjunto por las compañías Schlumberger y British Petroleum en el año 2001, para reducir el NPT en pozos petroleros del campo Mungo, en el Mar del Norte.

El campo T, bloque III, objetivo del presente estudio, está ubicado en la ciudad de Reforma Chiapas, al Noroeste del campo T, aproximadamente a 40 kilómetros de la ciudad de Villahermosa Tabasco.

Actualmente el campo T, bloque III, está constituido por tres pozos (Pozos T-101, 102 y 123), los cuales son productores (gas y condensado) en calizas dolomitizadas del Cretácico Medio (KM).

Los tiempos reales de perforación, en los pozos mencionados, excede por mucho al tiempo programado, por lo que uno de los objetivos principales del presente estudio es el de desarrollar una metodología de análisis del NPT que contribuya a la reducción del NPT.

Durante la perforación de un pozo petrolero el estado natural de esfuerzos se ve afectado, causando una redistribución de los mismos, alrededor del pozo, los cuales son conocidos como “esfuerzos in-situ”. La densidad del fluido de control que se utilice durante la perforación del pozo es uno de los parámetros más importantes, ya que sustituirá a la roca removida, brindando a las formaciones la estabilidad mecánica requerida.

La problemática que puede presentarse durante la perforación como lo son: pegaduras por presión diferencial, pérdidas de circulación, colapsos de tubería de revestimiento, derrumbes de formación, pescados y desvíos de pozo, integran, en gran medida, el NPT por lo que incrementan el tiempo y costo de perforación. Estos problemas son causados generalmente por una deficiente predicción y/o calibración de las presiones de sobre carga, poro, colapso inferior, colapso superior y de fractura de las formaciones, las cuales integran el diseño de la ventana operacional u operativa de cada pozo.

Analizar la información contenida en los reportes diarios de operación de cada uno de los tres pozos del campo T, bloque III, identificando los eventos ocurridos durante la perforación de cada una de las etapas de los pozos permite calibrar las ventanas operativas, ya existentes en cada caso, para proporcionar la estabilidad mecánica del agujero perforado. Las ventanas operativas de los pozos ya perforados servirán de correlación para la perforación de los pozos futuros del campo T, bloque III.

Con la ventana operativa de cada pozo, recalibrada con los eventos analizados, podremos definir la densidad del fluido de control a utilizar durante la perforación del pozo futuro, así como las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

Determinar la sensibilidad de la trayectoria direccional a la dirección de los esfuerzos horizontales, contribuye a la reducción del NPT ya que permite seleccionar la trayectoria direccional óptima para alcanzar el objetivo programado, evitando utilizar densidades altas de fluido de control (altas presiones) que provocan fallas constantes en las conexiones superficiales por las altas presiones generadas, teniendo que suspender la circulación, lo que podría ocasionar precipitación de recorte de formación y atrapamiento de la sarta de perforación.

Los eventos de mayor impacto en el NPT serán identificados, por pozo, en una matriz de severidad / probabilidad por cada una de las etapas de perforación. Toda la información generada en el análisis será utilizada para desarrollar un mapa de riesgos de perforación para cada uno de los pozos perforados del bloque, los que al ser combinados generan un mapa de riesgo de perforación para un pozo futuro.

Un mapa de riesgo de perforación integra, en una hoja universal que se realiza para cada pozo nuevo del campo, columna geológica planeada, cimas de formaciones, curvas de estabilidad, densidad del fluido de perforación programada, la trayectoria direccional, el programa de asentamiento de tuberías de revestimiento, la gráfica de avance (días vs profundidad) y la descripción de los riesgos potenciales durante la perforación del pozo planeado mostrando alarmas (verde, amarilla y roja), a lo largo de la trayectoria del pozo, que indican la severidad del riesgo.

El mapa de riesgos de perforación, indica la probabilidad de que el riesgo o evento no planeado ocurra, las causas de su origen así como sus consecuencias; representa una **guía sobre las medidas preventivas** que se deben adoptar durante la perforación del pozo. Permitiendo desarrollar una actitud pro-activa en el personal involucrado durante la perforación y la terminación de un pozo para detectar los riesgos antes de que ocurran y estar listos para mitigarlos cuando se presenten.

La reducción del NPT, en general, no es suficiente para lograr el éxito técnico-económico de un proyecto de perforación de pozos petroleros, si los pozos no son posicionados de manera óptima en el yacimiento, una catástrofe financiera será inevitable. Por lo que la selección de intervalos óptimos para la producción de hidrocarburos, al igual que el NPT, se considera importante en el presente estudio.

La producción promedio, actual, de los dos primeros pozos (T-101, T-102) del campo T, bloque III, es de 2,341 bpd, mientras que la producción del tercer pozo (T-123) es de 200 bpd (2,141 bpd menos de lo esperado).

Información incompleta del pozo perforado, como el no contar con registros eléctricos, puede ocasionar una selección errónea de los intervalos productores, pudiendo condenar el proyecto, **Nicolás-López, Valdiviezo-Mijangos (2014)**.

Aplicando la metodología de **plantillas maestras de física de roca " $\lambda\rho$ vs $\mu\rho$ " y " v vs E "**, desarrollada en el presente estudio y basadas en estudios de micromecánica, se caracterizará la composición mineralógica, contenido de fluidos y magnitud de los parámetros elásticos de la formación del KM del campo T, bloque III, proporcionando al ingeniero de diseño la selección óptima del intervalo productor de hidrocarburos, reduciendo gastos como son: disparos adicionales, toma de información, producción diferida y registros procesados de interpretación petrofísica.

Un pozo perforado debe ser capaz de producir hidrocarburos eficientemente para satisfacer y asegurar el retorno de la inversión. Todas las oportunidades para mejorar el desempeño de la perforación y la selección de los intervalos óptimos productores de hidrocarburos deben ser consideradas, siendo necesario contar con planes de contingencia bien documentados.

Las metodologías de análisis del NPT y de plantillas maestras de física de roca, están encaminadas a lograr el éxito técnico-económico de los proyectos futuros de perforación del campo T, bloque III, pudiendo ser aplicada a cualquier otro campo.

CAPÍTULO 2 GENERALIDADES DEL CAMPO T

2.1 Descripción del campo

2.1.1 Mapa de ubicación geográfica

La localización del campo T, bloque III, está ubicada en el estado de Chiapas, en el límite norte del área que abarca el activo Macuspana-Muspac, aproximadamente a 15 Km al NW de la cabecera municipal del municipio de Reforma, Chiapas, a 12 Km al SE de la ciudad de Cárdenas, Tabasco. La localización está incluida dentro de lo que en el subsuelo constituye la estructura denominada “T-Norte”, ubicada al NW del campo productor T, bloque I (Figura 2.1).

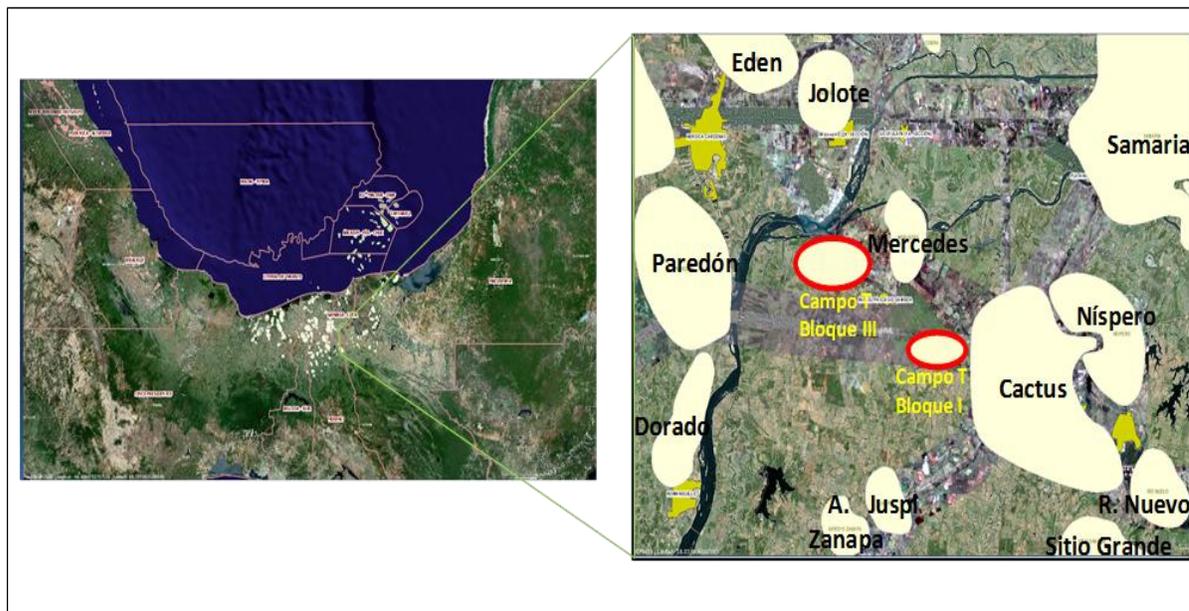


Figura 2.1 Ubicación geográfica del campo T, bloque III (PEMEX 2014).

2.1.2 Antecedentes históricos y de producción

Al Sur el campo T bloque I es un yacimiento de aceite volátil de alto encogimiento (42 °API); es productor en rocas carbonatadas y fracturadas del Cretácico Medio (KM) y Cretácico Superior (KS), con una profundidad promedio de 5477 metros bajo nivel del mar (mbnm) para el KM. En lo que respecta al KS se tiene una profundidad promedio de 5424 mbnm. El Norte del campo está definido como un yacimiento de gas y condensado (50 °API) y es productor actualmente en las formaciones del KM (aún no se evalúa el KS); esta estructura se encuentra segmentada por dos bloques, denominados: bloque II (pozo T-51), con una profundidad promedio de 5,815 mbnm para el KM y el bloque III (pozos T-101, T-102 y T-123) con una profundidad promedio de 5,206 mbnm para el KM; en lo que respecta al KS se tiene una profundidad promedio de 5,068 mbnm, para un área total del campo de 168.2 km².

El bloque I del campo se descubrió en mayo del año 2008 con la perforación y terminación del pozo exploratorio T-1, quedando como productor de aceite volátil de alto encogimiento en rocas carbonatadas del KM.

El bloque III, **objetivo del presente estudio**, se descubrió en diciembre del año 2012, con la perforación y terminación del pozo exploratorio T-101, quedando como productor de gas y condensado en calizas dolomitizadas del KM. Ambos dan origen al desarrollo del campo al Sur y Norte de la estructura en las rocas del KM (bloque III) y KS (bloque I).

Al descubrimiento del bloque I, la presión inicial era de 536 kg/cm², la presión actual es de 450 kg/cm², con una caída de presión de 1 kg/cm² por mes, (de acuerdo a las condiciones actuales de explotación y número de pozos), así mismo como en el bloque II no se tienen pozos operando, se considera una presión original de 536 kg/cm², mientras que para el bloque III se tiene una presión inicial de 361 kg/cm²; de acuerdo al análisis PVT la presión de rocío es de 400 kg/cm², la presión estimada en junio del 2016 es de 345 kg/cm² (**Figura 2.2**).

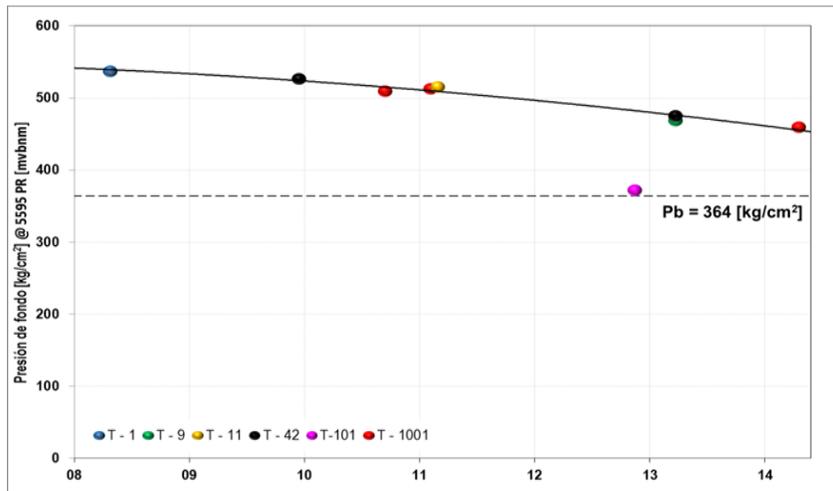


Figura 2.2 Historia de presión del campo T (PEMEX 2016).

En diciembre del año 2012 se alcanza la producción máxima del campo T con 19,600 barriles por día (bbl/d) de aceite y 72.5 millones de pies cúbicos por día (MMpcd) de gas, mientras que la producción actual (junio 2016) del campo es de aproximadamente 15,100 barriles por día de aceite y 52 millones de pies cúbicos de gas por día.

El volumen de reservas remanentes 3P, estimado al 1° de enero de 2014 para el campo T, es de 88.0 millones de barriles de aceite y 457.4 miles de millones de pies cúbicos de gas.

Actualmente los pozos del campo T no operan con ningún sistema artificial de producción debido a su condición de presión.

Para el bloque III, que se analizara en el presente estudio, se cuenta con un recombinado de los fluidos producidos del pozo T-101, tras observar los resultados composicionales obtenidos, así como el comportamiento retrogrado del fluido recombinado, cargado a la celda para la realización de la Prueba de Expansión a Composición Constante (CCE, por sus siglas en inglés), se concluye que el **fluido analizado es gas y condensado**.

La **Figura 2.3** muestra la historia de producción del campo T bloque III. Hasta el mes de mayo del año 2016 se tiene una producción por día de 4,682 barriles de aceite y 41.9 millones de pies cúbicos de gas natural con dos pozos produciendo (T-101 y T-102).

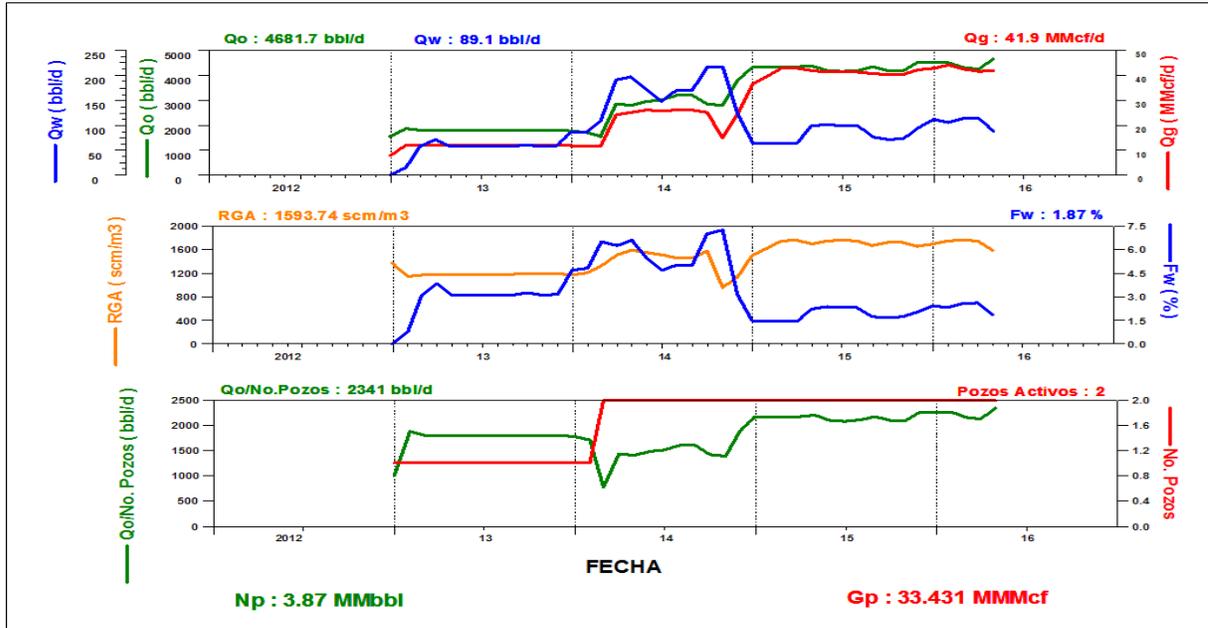


Figura 2.3 Historia de producción del campo T, bloque III (PEMEX 2016).

La producción acumulada a junio del año 2016, del campo T bloque III, es de 3.87 millones de barriles de aceite y 33.43 de millones de pies cúbicos de gas.

Como se observa en la **Tabla 2.1**, el campo T cuenta, a junio del 2016, con 18 pozos perforados, de los cuales 14 son productores y fluyentes, uno está cerrado con posibilidades y tres están cerrados sin posibilidades.

Tabla 2.1 Estado de pozos del campo T (PEMEX 2016).

Estado	Pozos
Productores	14
Perforación	0
Cerrado con posibilidades	1
Cerrado sin posibilidades	3

La **Figura 2.4** muestra el comportamiento de la relación gas aceite (RGA) de los bloques I y III del campo T.

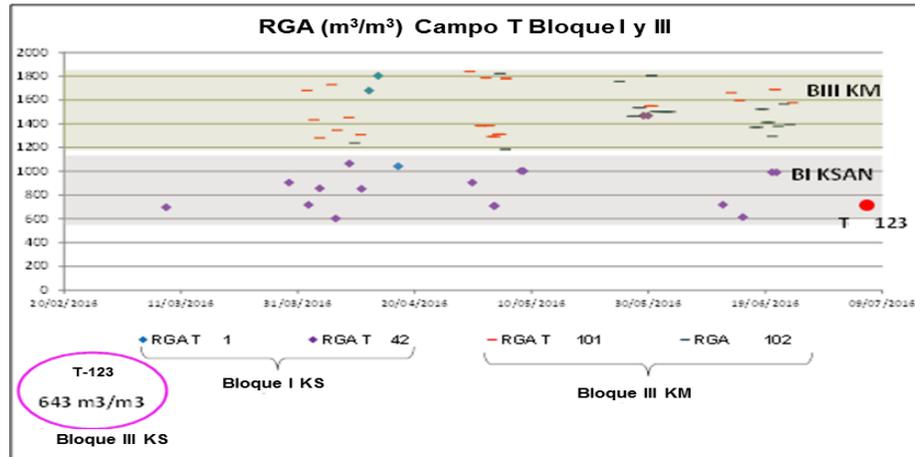


Figura 2.4 Comportamiento de la RGA campo T, bloques I y III (PEMEX 2016).

En la Figura 2.4 podemos observar que el comportamiento de la RGA del pozo T-123 perteneciente al bloque III, presenta mayor similitud con los pozos del bloque I.

La **Figura 2.5** muestra el comportamiento de °API para los pozos del campo T bloque I y III.

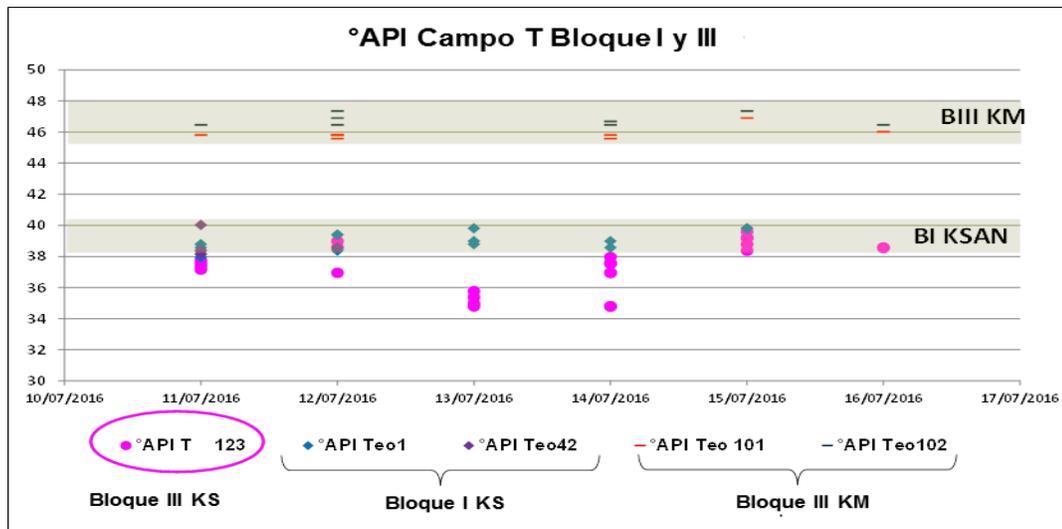


Figura 2.5 Comportamiento de los °API campo T, bloques I y III (PEMEX 2016).

2.2. Situación estructural del campo T, bloque III

2.2.1 Descripción estructural

La estructura del campo T bloque III es una nariz anticlinal con orientación NW-SE, con fallamiento inverso en sus flancos NE y SW, con buzamiento normal hacia el NW, hacia el Sur se encuentra limitada por una falla normal con caída hacia el Sur.

Al norte del campo T bloque III se encuentra el campo Edén-Jolote, al noroeste el campo Cárdenas, al Noreste el campo Cobra, al Suroeste el campo Paredón y al Sureste se encuentra ubicado el campo Teotleco, como se observa en la **Figura 2.6**.

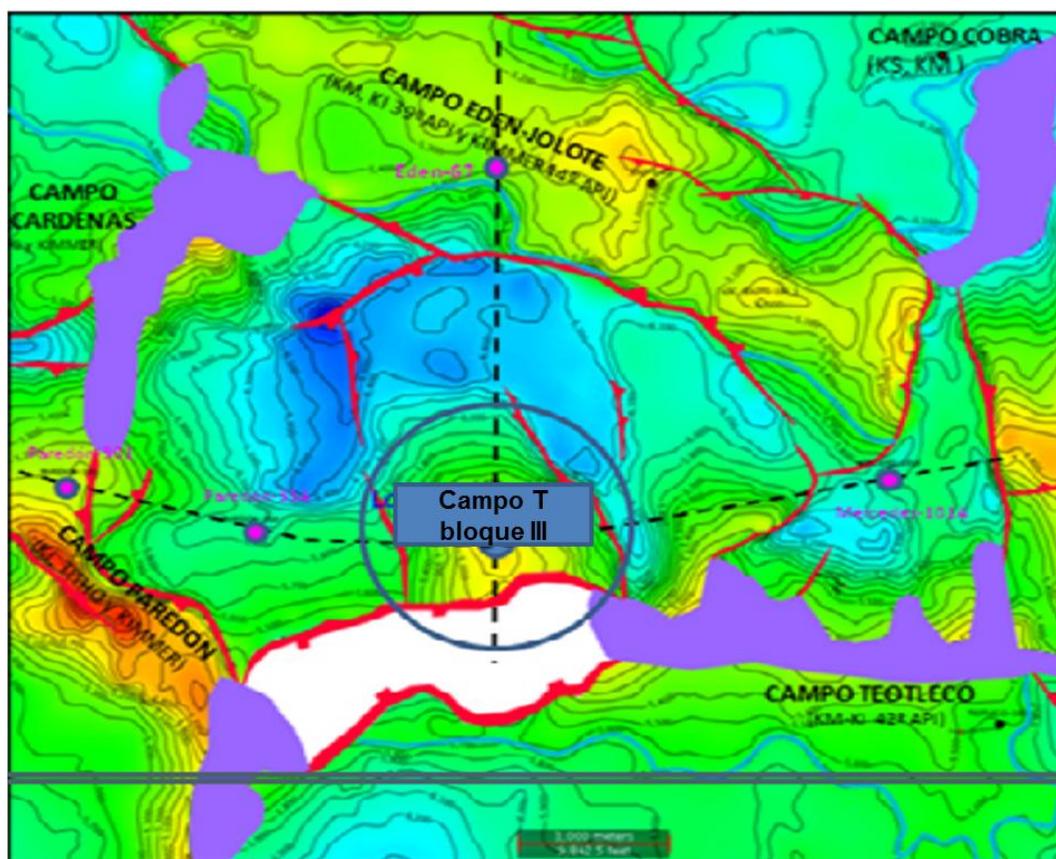


Figura 2.6 Configuración estructural del campo T, bloque III cima del Cretácico Medio (PEMEX 2012).

2.2.2 Sección estructural en base a líneas sísmicas

Para explicar el estilo estructural local se presenta una sección longitudinal norte-sur seccionado la estructura en sentido longitudinal, donde se ve el efecto de la falla normal ausentando las secuencia del Oligoceno, en el caso del campo T bloque III, como se muestra en la **Figura 2.7**.

En la Figura 2.7 se observa también que la estructura está sometida a un proceso de deformación por un intrusivo salino, que actúa como sello.

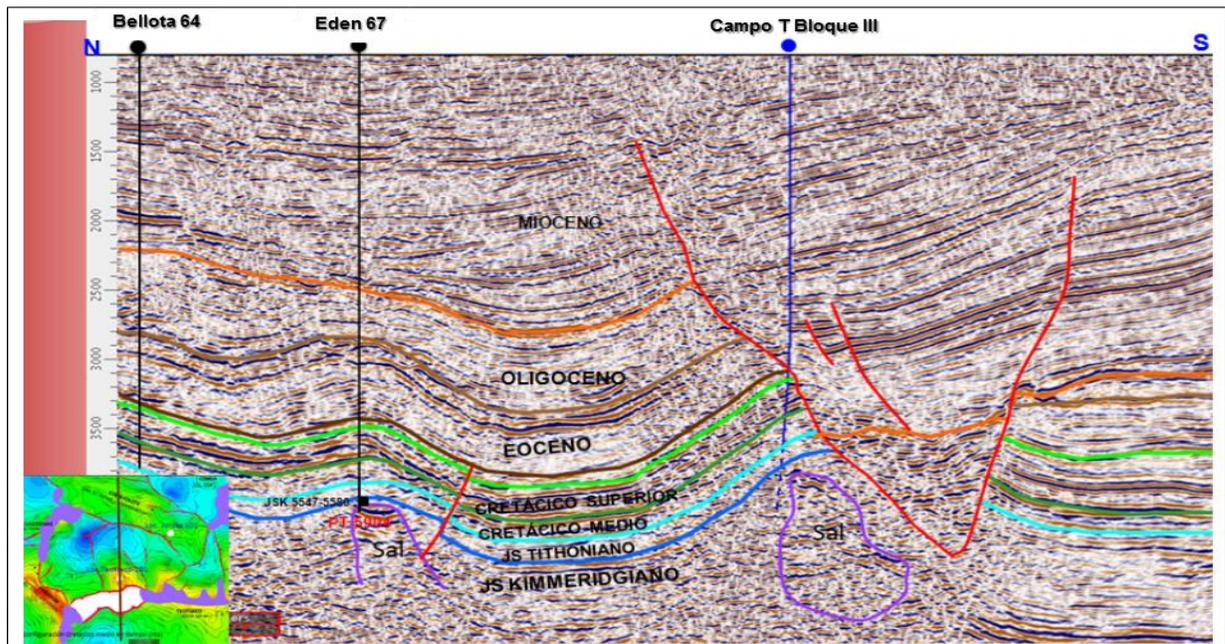


Figura 2.7 Sección estructural norte-sur, entre los pozos Eden-67 y el campo T, bloque III (PEMEX 2012)

Para el objetivo del Cretácico Medio-Cretácico Inferior, se presenta la distribución de facies para esta edad, donde se observa una zona de Plataforma, Talud y Cuenca. En los campos aledaños, al campo T, se han reportado dolomías mesocristalinas y calizas dolomitizadas fracturadas. El campo T, como se muestra en la **Figura 2.8**, se ubica en la zona de cuenca.



Figura 2.8 Distribución de facies del Cretácico Medio-Inferior (PEMEX 2012).

2.2.3 Estilo estructural del campo T, bloque III

La estructura del campo T bloque III, objetivo del presente estudio, se ubica en el alineamiento Juspi-Pichucalco, este alineamiento se encuentra entre los alineamientos estructurales Gaucho-Paredón y La Primavera-Cactus-Jolote. La característica principal de estos alineamientos es que se orientan de NW- SE correspondiendo con los campos productores de aceite en el subsuelo, con fallas inversas en sus flancos NE y seccionados por fallas normales con orientación NE-SW (**Figura 2.9**).

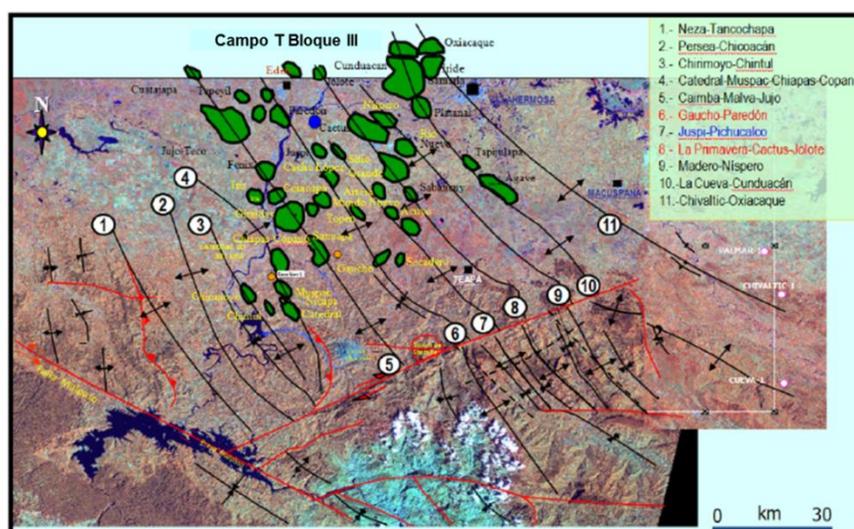


Figura 2.9 Estilo estructural Mesozoico y Paleógeno campo T, bloque III (PEMEX 2012)

2.3 Geología

2.3.1 Mapa de ubicación geológica campo T, bloque III

Fisiográficamente el campo T bloque III, se localiza en la Provincia Geológica de Las Cuencas Terciarias del Sureste (**Figura 2.10**).



Figura 2.10 Mapa de las provincias del Sureste de México (PEMEX 2012)

2.3.2 Marco tectónico regional

El marco tectónico del Sureste (SE) de México está relacionado con las placas Americana, Cocos y el Caribe, también está integrado por la Plataforma de Yucatán, el sistema de fallas Motagua-Polochic y el Macizo Granítico de Chiapas (**Figura 2.11**).

Entre la Plataforma y el sistema de fallas se localiza un Cinturón Plegado, que deformó una columna potente sedimentaria del Mesozoico y del Terciario, es importante

mencionar que en algunos pozos se tiene la presencia de sal, que interviene y facilita la movilización de las estructuras, dando lugar a un gran número de ellas en el subsuelo, en las áreas productoras Cuencas Terciarias del Sureste y en el área Mesozoica Chiapas-Tabasco.

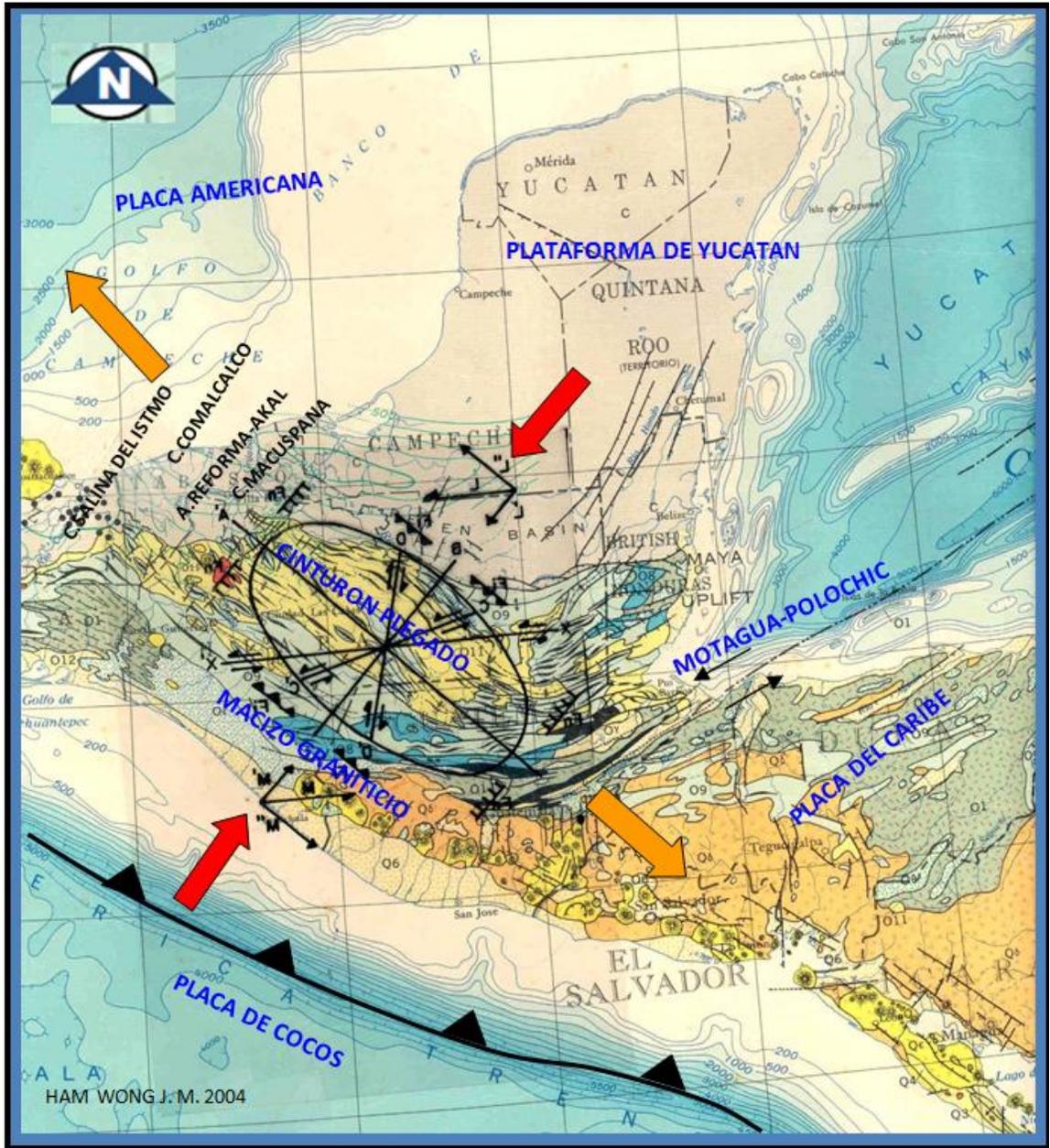


Figura 2.11 Elementos tectónicos del Sureste de México (PEMEX 2012).

2.3.3 Columna geológica tipo

En la **Figura 2.12** se observa la columna geológica tipo del campo T.

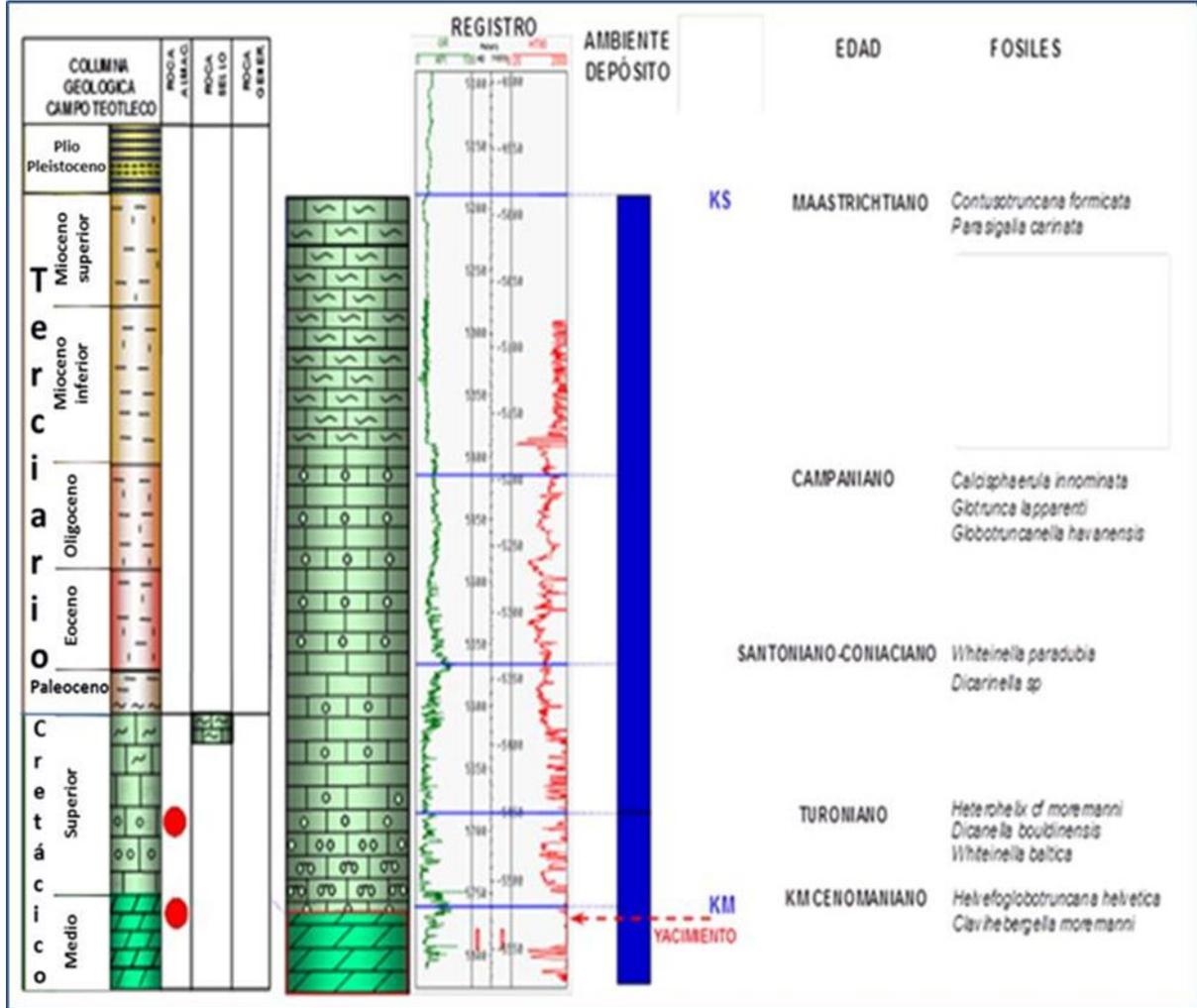


Figura 2.12 Columna geológica tipo del campo T (PEMEX 2014).

En el campo T, bloque I, se tienen los espesores mayores para el KSAN y corresponden a la parte central del bloque principal limitado por las fallas normales en dirección NO-SE. En la parte Este de la estructura principal, van disminuyendo gradualmente hacia el Occidente del campo T, como se presenta en la sección de correlación de la **Figura 2.13**.

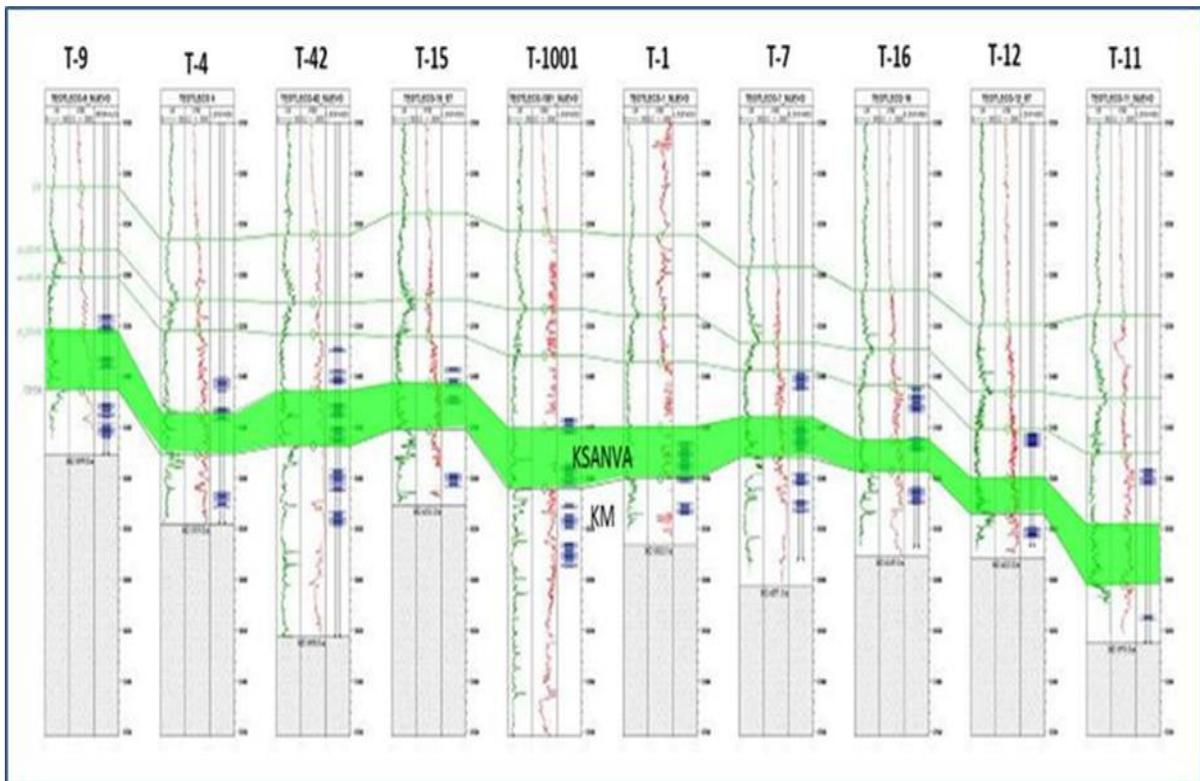


Figura 2.13 Distribución de espesores del campo T bloque I (PEMEX 2014).

Los pozos que producen en la brecha del KSAN, son T-1 y T-1001, al Norte del eje principal de la estructura, y los pozos T-11 y 12 al Oeste de la estructura principal.

2.4 Petrofísica

En la **Figura 2.14**, se muestra un registro compuesto del pozo T-1 (perteneciente al campo T, bloque I), donde se observa el comportamiento petrofísico de las formaciones productoras de los bloques I y III, del campo T. Las características petrofísicas del KSAN y KM, se estiman con la información proporcionada por los registros geofísicos y las interpretaciones de los modelos petrofísicos. Se observa que las porosidades y la movilidad son menores en la brecha del KSAN y aumentan hacia el KM.

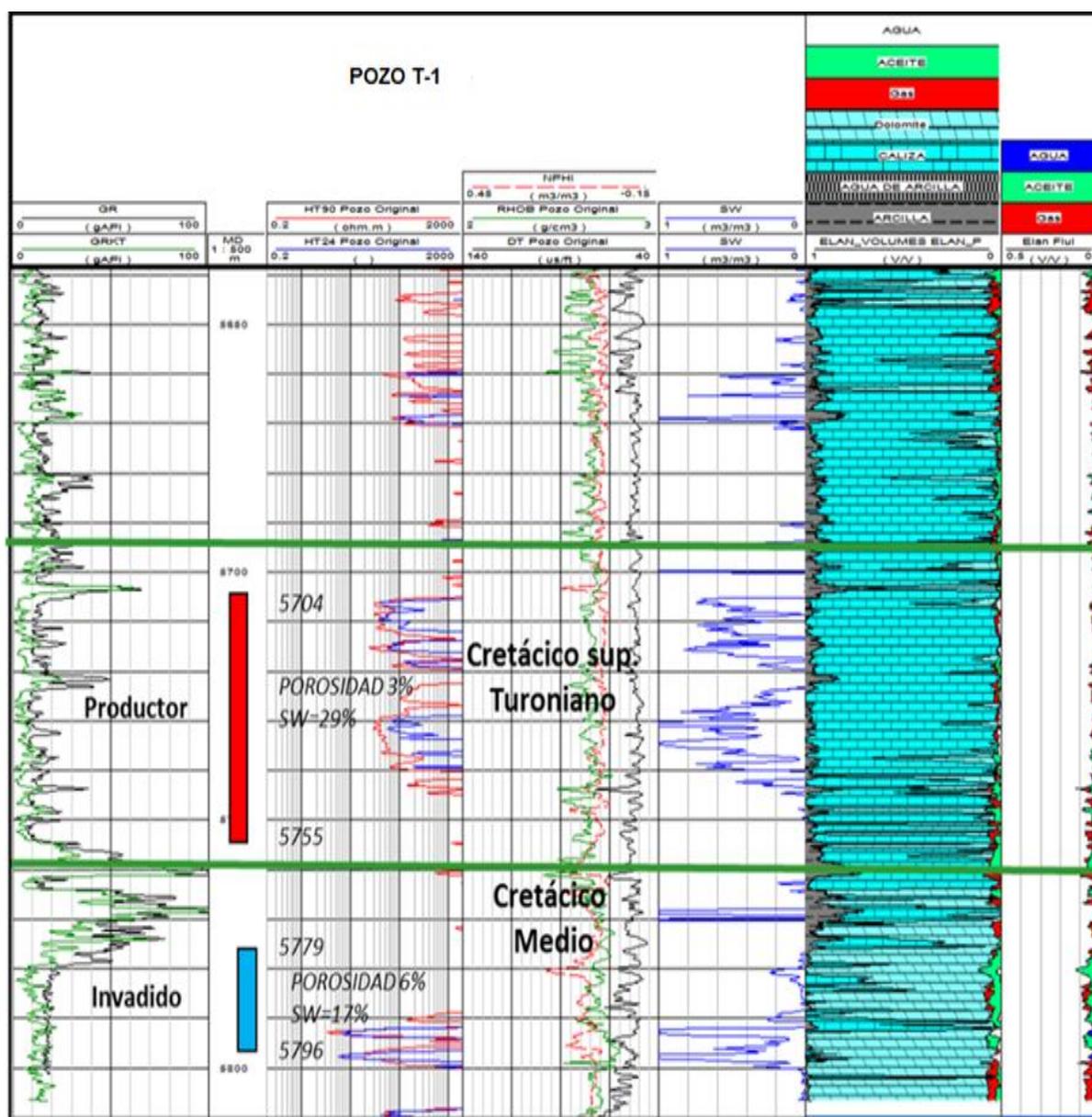


Figura 2.14 Registro tipo procesado del pozo T-1 (PEMEX 2014).

La **Figura 2.15**, muestra un registro compuesto del pozo T-101(bloque III), donde se observa el comportamiento petrofísico de las formaciones productoras del bloque III. Para la determinación de la saturación de agua se utilizaron los parámetros descritos en la **Tabla 2.2**.

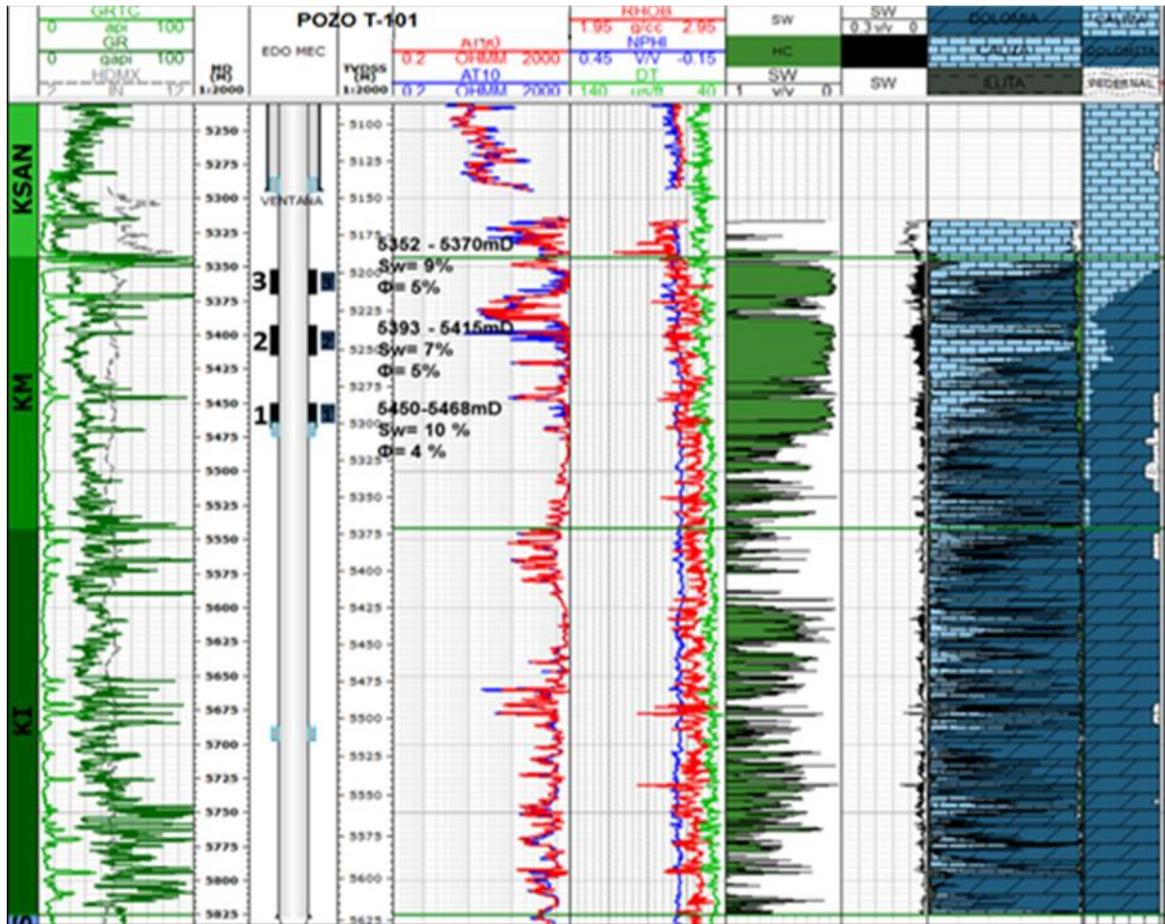


Figura 2.15 Registro compuesto del pozo T-101 (PEMEX 2014).

Tabla 2.2 Parámetros de evaluación petrofísica campo T (PEMEX 2014).

Parámetro	Valor	Unidades
Salinidad del agua de formación	100,000	[ppm]
Resistividad del agua (R_w)	0.0136 @ 154°C	[Ohm-m]
Exponente de saturación (n)	2	[adimensional]
Exponente de cementación (m)	2	[adimensional]
Factor de tortuosidad (a)	1	[adimensional]
Modelo de saturación de agua:	Doble agua Elan	

En la **Tabla 2.3** se describen las propiedades petrofísicas promedio del campo T.

Tabla 2.3 Resumen de propiedades petrofísicas del campo T (PEMEX 2014).

Yacimiento	Espesor Neto [m]	Porosidad, \emptyset [%]	Saturación de agua, S_w [%]
Cretácico Superior bloque I	23	4	24
Cretácico Medio - Inferior bloque I	105	5	10
Cretácico Medio inferior bloque II	130	6	33
Cretácico Medio bloque III	57	4	7

CAPÍTULO 3 PROBLEMÁTICA DURANTE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO T, BLOQUE III

Uno de los grandes retos que enfrenta la industria de perforación en la actualidad es el de perforar pozos petroleros de manera segura, en el menor tiempo posible.

Identificar los tiempos no productivos (NPT, Non Productive Time, por sus siglas en inglés) que ocasionan tiempos reales mayores a los programados, es uno de los objetivos del estudio presente. La perforación de los pozos T-101, T-102 y T-123, ubicados en el campo T bloque III, presentan tiempos reales de operación superiores a los programados, lo que elevó el costo operativo y difirió la producción de hidrocarburos.

En las **Figuras 3.1, 3.2 y 3.3**, se muestran comparaciones entre el tiempo programado y el tiempo real de operación en las intervenciones de los pozos T-101, T-102 y T123, respectivamente.

Se tuvo una eficiencia promedio del 47% en la perforación de los tres pozos. El retraso total en la perforación fue de 788 días.

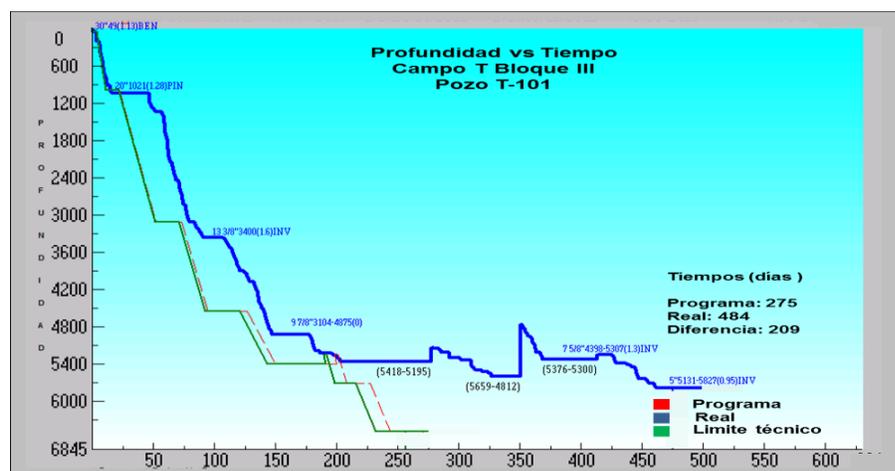


Figura 3.1 Gráfica profundidad vs tiempo del pozo T-101 campo T, bloque III (PEMEX 2016).

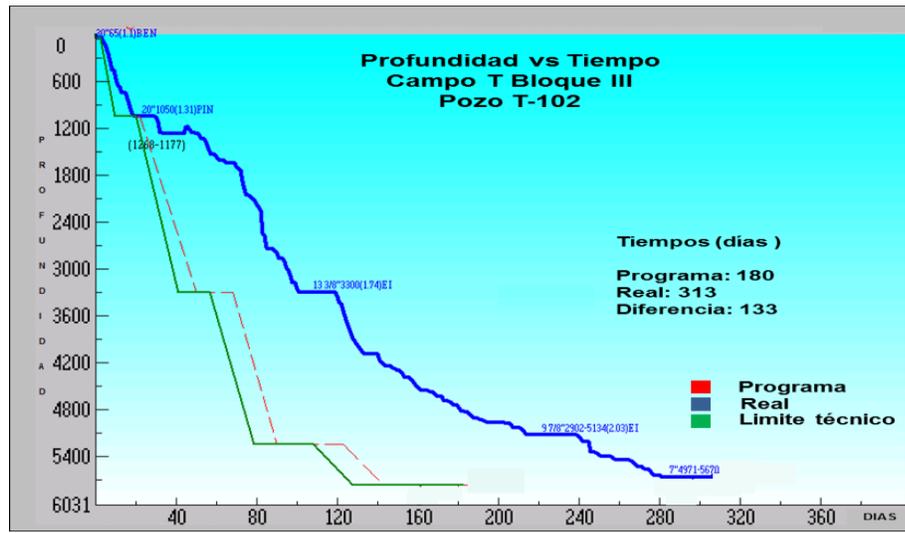


Figura 3.2 Gráfica profundidad vs tiempo del pozo T-102 campo T, bloque III. (PEMEX 2016).

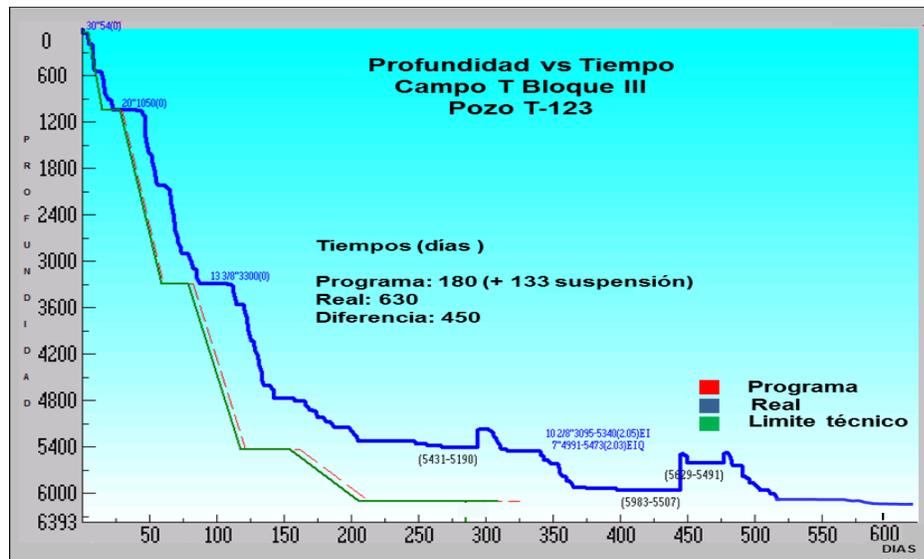


Figura 3.3 Gráfica profundidad vs tiempo del pozo T-123 campo T, bloque III (PEMEX 2016).

El entendimiento de la clasificación y distribución del NPT durante la perforación de un pozo petrolero, es de importancia vital para lograr proyectos con éxito técnico – económico, ya que los eventos ocurridos durante la perforación nos ayudan a calibrar nuestra ventana operacional.

3.1 Definición y clasificación de los tiempos de perforación.

En la **Figura 3.4**, se muestra una representación, desarrollada por **Bond et al. (1998)**, donde se observa que el tiempo total de perforación de un pozo tiene dos componentes principales: Tiempo Normal Teórico y Tiempo Total Perdido. De acuerdo con **Mathis, et al. (2007)**; por lo general el tiempo real empleado en la perforación de un pozo petrolero es mayor al tiempo programado.

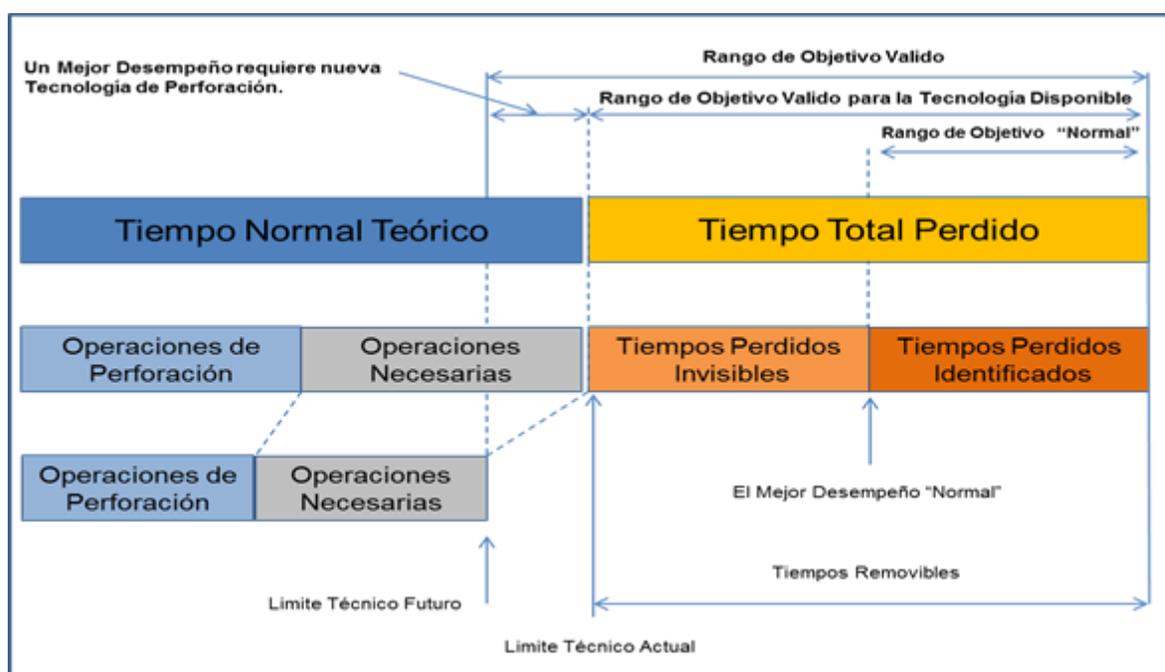


Figura 3.4 Representación gráfica de los tiempos de perforación de un pozo (Bond, 1998).

3.1.1 Tiempo normal teórico

El Tiempo Normal Teórico está compuesto por todas aquellas actividades identificadas en el programa de perforación (operaciones de perforación y operaciones necesarias), en el que no se incluyen retrasos en las operaciones, por ejemplo:

- Perforación de agujero.

-
- Viajes para cambio de sarta.
 - Incrementos de la densidad.
 - Tomas de información.
 - Introducción de tuberías de revestimiento.
 - Cementación de tuberías de revestimiento.
 - Pláticas de seguridad.

El **Limite Técnico** es un concepto que representa el tiempo óptimo de perforación de un pozo petrolero, en el cual se reducen los tiempos de operaciones de perforación y de operaciones necesarias, debido a la utilización de nuevas tecnologías.

3.1.2 Tiempo no productivo (NPT)

Tiempos perdidos identificados y tiempos perdidos invisibles integran el NPT, ocasionando tiempos adicionales que retrasan las actividades de perforación.

Los tiempos perdidos identificados son incidentes propios de la perforación, descritos en los reportes diarios de actividades y representan el 50% del total del NPT. Algunas de las actividades que se consideran son:

- Atrapamiento de sartas.
- Pérdidas de circulación.
- Resistencias.
- Acondicionamiento de fluido de perforación.
- Esperas de equipo.
- Espera de materiales.

Cuando las operaciones no están orientadas a alcanzar el límite técnico, se generan los tiempos perdidos invisibles; estas actividades son más difíciles de observar, ya que normalmente no se mencionan en los reportes diarios de perforación, al igual que los tiempos perdidos identificados, representan 50% del total del NPT, algunas actividades son:

- Tiempo de conexión.
- Tiempos de circulación excesivos.
- Tiempos de armado de sartas de perforación.
- Operaciones lentas al realizar viajes con la sarta de perforación.

3.2 Metodología de análisis del NPT

Durante el presente estudio **se desarrolló una metodología para realizar el análisis del tiempo no productivo (NPT)** la cual consta de siete etapas como se muestra en la **Figura 3.5**, proporcionando al ingeniero de diseño y/o perforación una guía para ir desde el análisis de los reportes operativos diarios de perforación hasta el desarrollo del mapa de riesgo de perforación, el cual es uno de los objetivos principales del presente estudio.

Las etapas de la metodología son las siguientes:

Etapas 1: Análisis de tiempos operativos e incidentes ocurridos durante la perforación, para cada pozo del campo, elaborando una base de datos en la que se identifica el tipo del NPT (problema, falla o espera) por etapa, fecha y duración en horas, obteniendo una distribución general de tiempos para cada uno de los pozos del campo, identificando la etapa de perforación con mayor porcentaje del NPT en cada caso.

Etapa 2: Del análisis realizado en la etapa 1 de la metodología, se obtiene la distribución general de tiempos del campo, es decir, se integran todos los eventos ocurridos (problemas, esperas y fallas) en cada uno de los pozos del campo de interés, obteniendo un panorama representativo del campo. Es en esta etapa en donde se identifica la problemática que esté relacionada con la estabilidad mecánica del agujero perforado.

Etapa 3: Se genera una matriz de severidad/probabilidad para el campo, en el que los eventos identificados son posicionados dentro de la misma, dependiendo de la probabilidad de ocurrencia y de su impacto en el tiempo operativo. Se desarrollan tres matrices, una para cada tipo de NPT (problemas, fallas y esperas).

Etapa 4: Se identifican los eventos ocurridos durante la perforación en cada uno de los pozos del campo, los cuales serán considerados en el análisis.

Etapa 5: En esta etapa se diseña (estimación de geopresiones), la ventana operativa de cada uno de los pozos del campo, para posteriormente obtener una ventana operativa para el pozo futuro, la cual se genera tomando como base la columna geológica propuesta del pozo a perforar y los gradientes de los pozos de correlación son promediados y extrapolados, considerando las cimas y bases de cada una de sus columnas, al pozo futuro.

Etapa 6: Se genera el mapa de sensibilidad de la trayectoria direccional del pozo a la dirección de los esfuerzos horizontales máximos y mínimos (Capítulo IV), proporcionando ángulo y rumbo óptimos para perforar el nuevo pozo.

Etapa 7: Se desarrollan los mapas de riesgo de perforación, para cada uno de los pozos del campo incluyendo el pozo futuro, identificando los eventos con mayor

probabilidad de ocurrencia en cada una de las etapas a perforar así como las acciones preventivas para evitarlos.

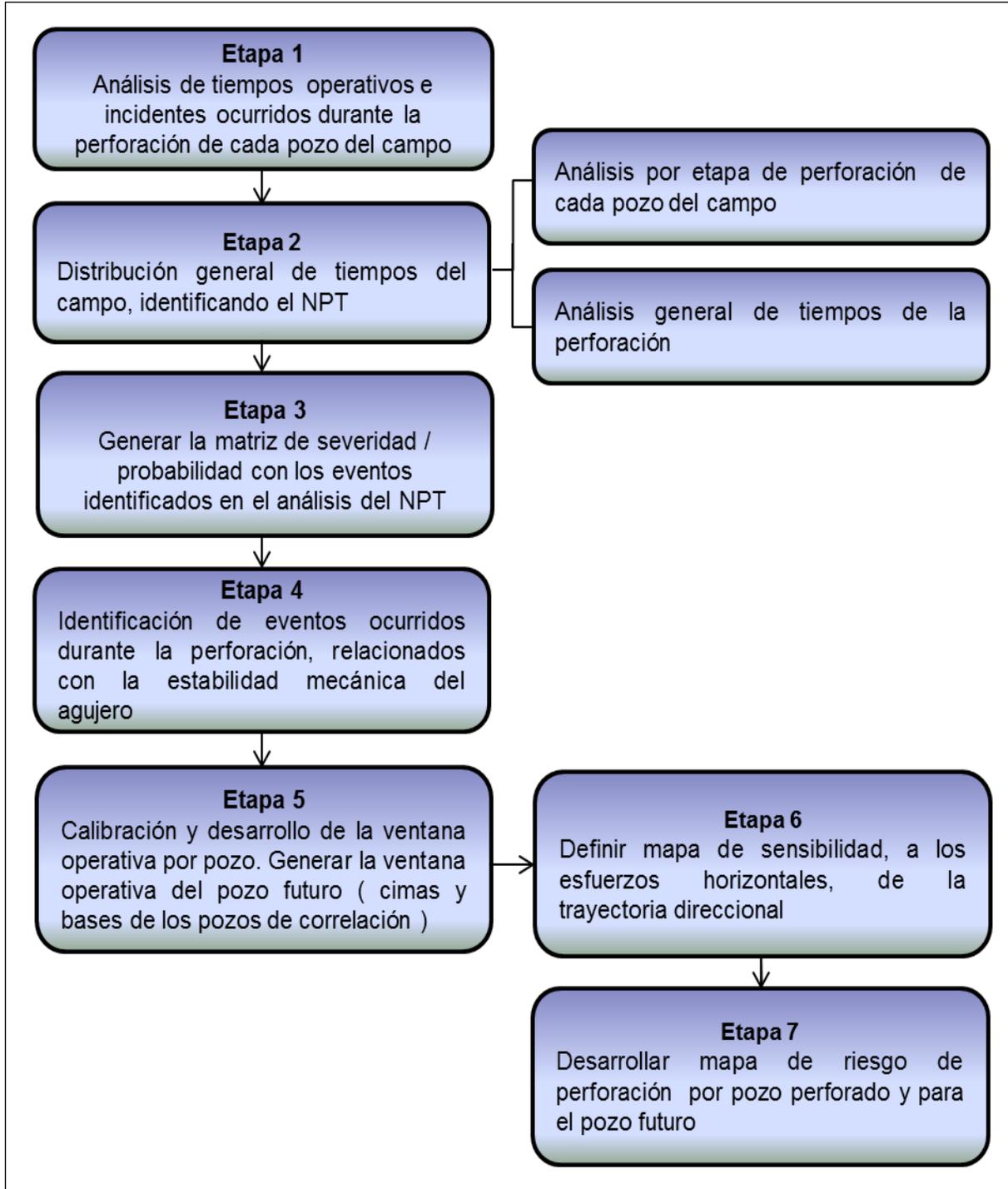


Figura 3.5 Metodología de análisis del NPT

Perforando Sin Sorpresas es una metodología que fue publicada en el año 2001 en conjunto por las compañías Schlumberger y British Petroleum (BP por sus siglas en inglés), esta metodología surgió como una herramienta, en tiempo real, para reducir los tiempos excesivos de perforación, que se estaban dando al interior de la compañía BP, los cuales superaban el 40% del tiempo total operativo, en pozos petroleros del Campo Mungo, en el Mar del Norte.

De acuerdo a **Bratton, et. al (2001)**, esta metodología (Perforando Sin Sorpresas) considera la toma de información en tiempo real (resistividad de la formación y presiones de fondo) y la compara con la programada, lo que, en caso de ser necesario, permite al ingeniero de operación realizar ajustes al programa en tiempo real, así como también considera un plan previo al inicio de la perforación.

La metodología de análisis del NPT, desarrollada en el presente estudio, además de considerar la toma de información en tiempo real, incorpora eventos relevantes ocurridos en los pozos de correlación generando una base de datos que permite la identificación de estos y los posiciona en una matriz de severidad/probabilidad, la cual no es considerada en metodología de perforando sin sorpresas, por etapa de perforación, permite identificar la etapa en la que un evento tiene mayor probabilidad de ocurrencia, considera la sensibilidad de la trayectoria direccional del pozo a la dirección de los esfuerzos horizontales máximos y mínimos, generando como producto final una mapa de perforación en el que se incluyen todos los aspectos relevantes (densidad de fluido, trayectoria direccional optima, matriz de severidad/probabilidad, dirección de esfuerzos horizontales, ventana operativa, columna geológica, litología probable, eventos y recomendaciones para mitigar los mismos) a considerar durante la perforación de un nuevo pozo petrolero.

3.3 Etapa 1: Análisis de tiempos operativos e incidentes de perforación

3.3.1 Pozo T-101

3.3.1.1 Objetivo de la perforación

Evaluar el recurso potencial del Cretácico Medio-Inferior y el Jurásico Superior Kimmeridgiano, productores en los campos Paredón, Teotleco y Jolote.

3.3.1.2 Análisis de la etapa de 26”

Inicio de la etapa: 29 de junio del 2011.

Termino de la etapa: 24 de julio del 2011.

Duración de la etapa (días): 26.

Días programados (días): 23.

Previo al inicio de esta etapa de 26”, con barrena de 36” se perforó a la profundidad de 50 metros e introdujo tubo conductor (TC) de 30”, durante la introducción del TC se tuvieron problemas de resistencias ocasionadas por falta de limpieza en el agujero a 20 metros lo que obligó a realizar un viaje extra de acondicionamiento de agujero quedando cementado a 49 metros.

La etapa de 26” se perforó con barrena tricónica y sarta empacada a una profundidad de 1025 metros, con fluido de control polimérico y densidades de 1.13-1.28 gm/cm³. Se metió tubería de revestimiento (TR) de 20” a 1021 metros (resistencia) y efectuó cementación en condiciones normales.

El tiempo para perforar la etapa fue de 26 días, 3 días por encima de los 23 días programados, la **Figura 3.6** muestra la distribución de tiempos de la etapa.

El NPT fue de 6.15 días, es decir un 24% del total de la etapa, distribuidos como se muestra en la **Tabla 3.1**. La problemática, con el 48% del NPT, obedece, en su mayoría, a incrementos constantes en la densidad del fluido de control, lo que ocasionó tiempos excesivos de circulación y viajes para acondicionamiento de agujero por colapso del mismo.

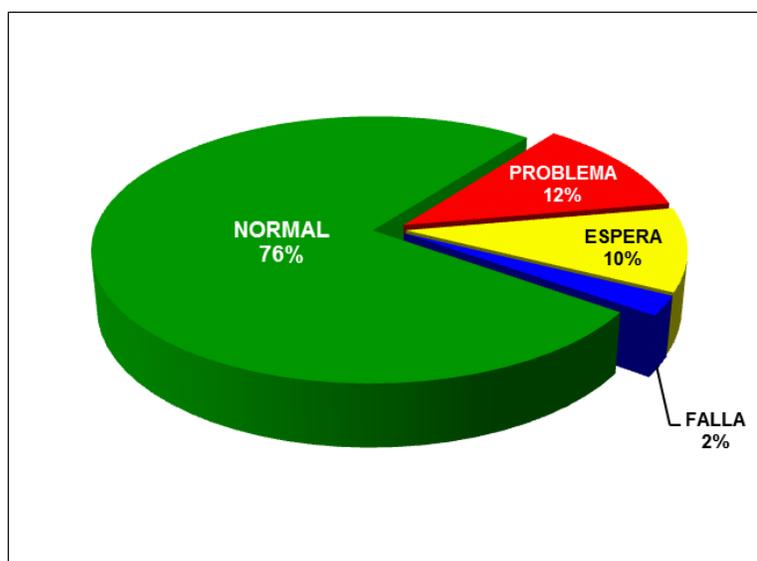


Figura 3.6 Distribución de tiempos operativos del pozo T-101 etapa de 26"

Viajes a superficie para revisión de sarta de perforación, por incremento en la presión de bombeo de 125 kg/cm² hasta 250 kg/cm², fueron recurrentes debidos a precipitación de recortes por limpieza deficiente del agujero. Las esperas como son afectaciones, materiales y servicios representan un total del 42% del NPT identificados en esta etapa.

Las fallas de equipo representaron únicamente el 10% del total general.

Tabla 3.1 Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 26" del pozo T-101

Concepto	Espera		Falla		Problema		Días Totales
Fluido de control					2.23		2.23
Afectación	1.33						1.33
Materiales y servicios	1.23						1.23
Repasa agujero					0.75		0.75
Herramientas especiales			0.42				0.42
Malacate			0.19				0.19
Total de días / %	2.56	42%	0.60	10%	2.98	48%	6.15

3.3.1.3 Análisis de la etapa de 17 1/2"

Inicio de la etapa: 24 de julio del 2014.

Termino de la etapa: 16 de octubre del 2014.

Duración de la etapa (días): 85.

Programa de la etapa (días): 51.

La etapa de 17 1/2" se perforó con barrena PDC (compuesto policristalino de diamante) y sarta empacada de 1021-1521 metros (densidad de 1.36 gr/cm³), donde se tuvieron incrementos de torque y arrastre, de hasta 15 toneladas, **desalojando derrumbe** en superficie, se incrementó la densidad a 1.43 gr/cm³, continuó perforando a 1530 metros donde se observó la sarta atrapada, se trabajó la sarta con tensión e incrementando la densidad a 1.50 gr/cm³ sin lograr liberar, durante la circulación se recuperó derrumbe a superficie y admisión de la formación (densidad equivalente de circulación 1.53 gr/cm³). Con unidad de registros eléctricos (URE) se detectó punto libre y se efectuó corte en el Drill Collar (DC) de 8" a 1442.5 metros quedando como pez la barrena PDC de 17 1/2", herramienta de 9 1/2" y 8" (longitud total del pez= 47.78 metros).

Se colocó tapón de cemento por circulación (TxC) de 1201-1019 metros. Con barrena tricónica de 17 1/2" y sarta empacada se afinó el tapón de cemento a 1049 metros y circuló homogenizando fluido de control a 1.35 gr/cm³. Con barrena tricónica de 17 1/2" y

sarta navegable perforó efectuando **side track 1**, de 1049-1160 metros, sacó la sarta para cambio por sarta navegable.

Con barrena PDC de 17 ½” y sarta navegable (motor de fondo) perforó a 1294 metros suspendió por falla en el motor de fondo, cambio la sarta y continuó perforando a 2359 metros aumentando la densidad de 1.40-1.47 gr/cm³ por presentarse continuas resistencias y fricciones.

A 2359 metros se observó el atrapamiento de la sarta por colapso de agujero, trabajó y liberó la misma homogenizando la densidad del fluido de control de 1.47-1.55 gr/cm³, continuó perforando a 2466 metros y suspendió para cambio de sarta.

Con barrena PDC de 17 ½” y sarta empacada perforó a 3257 metros, donde se observó atrapamiento de la sarta por colapso de agujero, trabajó la misma con tensión, logrando liberar, circuló aumentando la densidad del fluido de control de 1.55-1.60 gr/cm³ y perforó a 3400 metros donde nuevamente se observó intento de atrapamiento. Tomó registros eléctricos de la etapa sin problemas. Metió TR de 13 ¾” a 3400 metros y se cementó la misma bajo condiciones normales.

Un total de 85 días fueron requeridos para concluir la perforación de la etapa de 17 ½”, 166% por encima del tiempo programado (51 días programados), de acuerdo a la **Figura 3.7** el 51% del tiempo de operación corresponde a operaciones normales y 49% al NPT.

Resumen de la etapa: La etapa de 17 ½” se perforó de 1025 metros a 3400 metros con fluido de control de emulsión inversa con una densidad de 1.28-1.60 gr/cm³. Por inestabilidad del agujero (observó salir derrumbe de formación en superficie) se presentó un atrapamiento de la sarta a 1530 metros, teniendo que efectuar un **side track** (desvió de pozo en agujero descubierto).

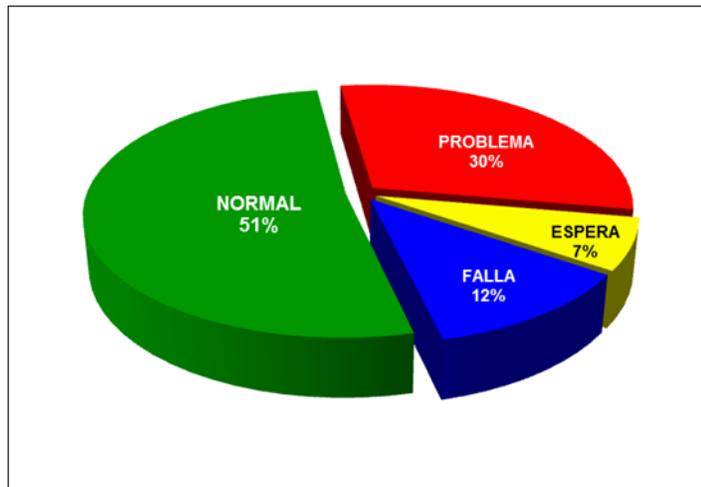


Figura 3.7 Distribución de tiempos operativos del pozo T-101 etapa de 17 ½”

La distribución del NPT (41 días) se muestra en la **Tabla 3.2**, es evidente que los tiempos operativos sobrepasaron ampliamente a los programados, esto debido, principalmente, al side track realizado. Las fallas de equipo, bombas de lodos, contribuyeron directamente en el pobre desempeño hidráulico durante la perforación de la etapa. La inestabilidad del agujero fue evidente debido a la presencia constante de derrumbes en superficie.

La perforación de la etapa de 17 ½” se realizó en la era geológica del Cenozoico (Mioceno) presentando una litología de lutita arenosa, arenisca y esporádicos fragmentos de bentonita.

Muchos de los problemas de estabilidad del agujero perforado ocurren en formaciones lutíticas, debido al hinchamiento/hidratación de las arcillas contenidas en las mismas, ya que sus propiedades varían ampliamente con los cambios en la mineralogía, por lo que identificar el tipo de formación de lutita y sus características es un punto fundamental en el diseño de los fluidos de perforación.

Tabla 3.2 Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 17 ½” del pozo T-101

Concepto	Espera		Falla		Problema		Días Totales
Side track					18.06		18.06
Bomba de lodos			6.15				6.15
Fluido de control					4.27		4.27
Materiales y servicios	4.17						4.17
Sistema de circulación			1.65				1.65
Atrapamiento					1.40		1.40
Fricciones					1.29		1.29
Personal	1.00						1.00
Malacate			0.88				0.88
Top drive			0.71				0.71
Eléctrica			0.50				0.50
Afectación	0.33						0.33
Herramientas especiales							0.21
Resistencia					0.19		0.19
Flujo por TP					0.04		0.04
Total de días / %	5.71	14%	9.88	24%	25.25	62%	40.83

3.3.1.4 Análisis de la etapa de 12 ¼”

Inicio de la etapa: 16 de octubre del 2011.

Termino de la etapa: 25 de diciembre del 2011.

Duración de la etapa (días): 71.

Programa de la etapa (días): 52.

Con barrena PDC de 12 ¼” y sarta navegable equipada con MWD (Measure While Drilling por sus siglas en inglés) perforó a 3415 metros donde realizó **prueba de densidad equivalente**, dando como resultado un gradiente de fractura de 2.23 gr/cm³. Perforó construyendo ángulo y rumbo a 4140 metros (densidad 1.93 gr/cm³) presentándose atrapamientos a 4006 metros y 4049 metros donde se presentaron fricciones de hasta 25 toneladas. Sacó barrena a superficie para cambio de la herramienta MWD por falla en la señal a superficie.

Metió barrena de 12 ¼" y sarta navegable (MWD) a 4140 metros repasando y estabilizando el agujero perforado, por encontrar resistencias de 3486-3908 metros; se perforó construyendo ángulo y rumbo a 4727 metros, incrementando la densidad del fluido de control de 1.93-1.95 gr/cm³ por observar arrastres de hasta 20 toneladas; perforó a 4975 metros, sacó la barrena a superficie para tomar registros eléctricos (al levantar de 4975-4900 metros se observaron fricciones de 30 toneladas).

Intentó tomar registros eléctricos, con cable, en 2 ocasiones sin éxito debido a resistencias a 3846 metros y 4022 metros; realizó viaje de acondicionamiento de agujero con barrena PDC de 12 ¼" a 4975 metros donde homogenizó la densidad del fluido de control de 1.95-1.99 gr/cm³ por encontrar resistencias puenteadas y arrastres de hasta 20 toneladas (peso de la sarta de perforación 81 toneladas), sacó barrena a la superficie para efectuar toma de información.

Intentó tomar registros eléctricos, con cable, por tercera ocasión, sin éxito por resistencia en agujero descubierto a 4528 metros. Metió sonda de registros eléctricos con tubería de perforación (TLC) a 4968 metros y tomó registros de 4968-3400 metros (arreglo inductivo, geometría de pozo, sónico de porosidad, neutrón compensado y litodensidad).

Metió TR corta (liner) de 9 7/8" a 4865 metros (equipada con 55 centradores) donde observó resistencia franca y atrapamiento de TR, intentó vencer resistencia incrementando densidad del fluido de control de 1.99-2.02 gr/cm³ sin éxito. Efectuó cementación de TR corta de 9 7/8" bajo condiciones normales, quedando la boca de liner (BL) a 3105 metros.

Con molino de 8 ½" reconoció interior de TR de 9 7/8" a 3205 metros, sacó molino a superficie y metió rima para boca de liner de TR de 9 7/8" a 3105 metros y operó misma

a de 3105-3106 metros. Metió el complemento de la TR de 9 ⁵/₈" a 3105 metros y se cementó.

Resumen de la etapa: La etapa de 12 ¹/₄" se perforó de 3400 metros a 4975 metros con densidades de 1.80-1.99 gr/cm³, dejando asentada la TR de 9 ⁷/₈" a 4865 metros, 110 metros por encima de la profundidad perforada. Es en esta etapa se realizó el trabajo direccional del pozo, sin problemas.

El programa para la perforación de la etapa contemplaba 52 días, y fueron 71 días los requeridos para su ejecución, lo que nos da una eficiencia del 73%. La **Figura 3.8** muestra la distribución de tiempos de la etapa en la que se observa que de los 71 días empleados para la perforación de la etapa, el 71% (50 días) corresponden a tiempos normales de operación y el 29% (21 días) al NPT.

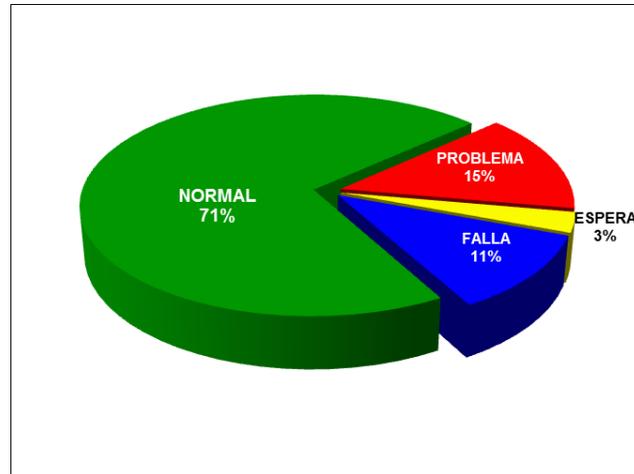


Figura 3.8 Distribución de tiempos operativos del pozo T-101 etapa de 12 ¹/₄"

La **Tabla 3.3** presenta la distribución del NPT de la etapa de 12 ¹/₄", donde se observa que los conceptos por falla, espera de barrenas y de herramientas direccionales representan un 32% (6.5 días) del total del NPT. Repasos y acondicionamientos de

agujeros aparecen con un 30% (6 días) de los tiempos perdidos, esto como consecuencia de ajustes de la densidad del fluido de control y viajes adicionales. La problemática de mayor impacto en esta etapa fue el asentamiento a 4865 metros de la TR de 9 7/8", en la base del paleoceno, 110 metros por encima del FP (4975 metros), es decir, debió de ser asentada 100 metros dentro del Cretácico Superior Mendez (KSM).

La densidad del fluido de control al introducir la TR era de 1.99 gr/cm³, y de acuerdo a las correlaciones del Campo T, como se muestra en la **Tabla 3.4**, se requería un densidad de 2.03 gr/cm³, para evitar colapso del agujero y lograr un asentamiento de la TR en el KSM.

El agujero, en su parte inferior, se colapsó por falta de densidad, aunado a la cantidad excesiva de centradores utilizados (55 centradores), impidieron asentar la TR de 9 7/8" a 4975 metros.

Tabla 3.3 Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 12 1/4" del pozo T-101

Concepto	Espera		Falla		Problema		Días Totales
Barrenas y direccional	0.38		6.08				6.46
Repasa agujero					6.00		6.00
Recupera profundidad					3.44		3.44
Condiciones climáticas	1.21						1.21
Bomba de lodos			0.67				0.67
Atrapamiento					0.67		0.67
Afectación	0.46						0.46
Top drive			0.35				0.35
Sistema de circulación			0.35				0.35
Eléctrica			0.21				0.21
Máquina de equipo			0.15				0.15
Total de días / %	2.04	10%	7.81	39%	10.10	51%	19.96

Tabla 3.4 Densidades de correlación del campo T en la cima del KSM

Pozo	Intervalo (m)	Densidad (gr/cm ³)	Era geológica
T-1	3204-5389	1.60-2.02	KSM
T-1001	3150-5245	1.7-2.03	KSM
T-9	3150-5379	1.80-2.05	KSM
T-13	3150-5192	1.80-2.05	KSM
T-42	3150-5300	1.80-2.04	KSM
T-7	3600-5593	1.90-2.04	KSM

El tipo de trayectoria direccional del Pozo T-101 es un tipo “J”, con un inicio de desviación (KOP) a 3400 metros, alcanzando un ángulo máximo de 26.61° a la profundidad de 4381 metros, una severidad máxima de 2.03°/30 m a 3671 metros.

3.3.1.5 Análisis de la etapa de 8 ½”

Inicio de la etapa: 26 de diciembre del 2011.

Termino de la etapa: 29 de julio del 2012.

Duración de la etapa (días): 217.

Programa de la etapa (días): 74.

Con barrena PDC de 8 ½” y sarta navegable (MWD y LWD) perforó a 5241 metros donde suspendió por incrementarse el ritmo de penetración de 8 a 45 minutos por metro; sacó la sarta de perforación a superficie y cambio la barrena PDC por barrena tricónica. Metió la sarta de perforación a 5241 metros y continuó perforando a 5278 metros (densidad del fluido de control de 1.34 gr/cm³), suspendió por presentarse incremento en el torque de 500-700 amperes, sacó la sarta a superficie donde se observó salir la barrena sin los 3 conos; efectuó operaciones de pesca y recuperó los 3 conos a superficie.

Continuó perforando a 5418 metros, donde suspendió por observar incremento en presión de bombeo de 2700-3200 psi; intentó rotar sarta observando incremento en el torque de 700-1300 amperes, intentó levantar la sarta sin éxito. Bombeó 3 baches despegadores de ácido y trabajó la sarta de perforación con tensiones de hasta 100 toneladas sin lograr liberarla, durante la circulación de los baches despegadores se observó pérdida parcial (300 litros/hora) de fluido de control de 1.30 gr/cm^3 de densidad.

Efectuó string shot (vibración de la sarta de perforación con explosivo) a 5372 metros, trabajó la sarta observando desconexión de la misma, levantó a 455 metros donde se observó deslizamiento del top drive al piso de trabajo, cerró el preventor ciego dejando 869 metros de tubería de perforación y la sarta navegable como pez, este incidente ocasionó la suspensión de las operaciones por 30 días. Acondicionó el equipo de perforación y realizó operaciones de pesca recuperando un total de 758 de 869 metros del pez, quedando 111 metros del mismo dentro del pozo (la sarta navegable y la herramienta de perforación).

Metió y ancló cuchara hidráulica de 8 ½" en agujero descubierto a la profundidad de 5202 metros y efectuó **2° side track** del pozo de 519-5200 metros. Con barrena PDC de 8 ½" y sarta navegable (equipada con MWD y LWD) perforó a 5353 metros disminuyendo la densidad de del fluido de control de $1.30-1.22 \text{ gr/cm}^3$, donde se observó atrapamiento de la sarta por presión diferencial, logró liberar la sarta con baches de ácido y continuó perforando a 5587 metros con una densidad del fluido de control de 0.98 gr/cm^3 (**cortó núcleo de 5395-5404 metros**) donde suspende para iniciar la perforación con fluido de control nitrogenado, el volumen perdido de fluido de control fue de 93 m^3 . Con fluido de control de 0.95 gr/cm^3 nitrogenado con 320 gal/min, para generar una densidad equivalente de 0.85 gr/cm^3 , perforó a 5659 metros, donde suspende por falta de nitrógeno (N_2), sacó la sarta de perforación a superficie para su reemplazo.

Metió barrena PDC de 8 ½" y sarta empacada a 5008 metros; homogenizó el fluido de control nitrogenado hasta alcanzar una densidad equivalente de 0.85 gr/cm³, levantó la sarta a 4880 metros donde observó atrapamiento de la misma, trabajó la sarta liberándola, sacó la sarta a superficie donde observó salir degollado el piñón del drill collar de 6 ½", quedando como pez la barrena de 8 ½" y el doble caja estabilizado (longitud de pez: 1.55 metros). Intentó reconocer agujero perforado sin éxito por observar colapso del mismo.

Metió y ancló herramienta desviadora (cuchara) a 4820 metros (dentro de TR de 9 7/8"); con molino de 8 ½" abrió ventana en TR de 9 7/8" (**3^{er} side track**) de 4812-4818 metros y perforó a 4824 metros. Con barrena PDC de 8 ½" y sarta navegable (MWD y LWD) perforó a 5376 metros ajustando densidad de fluido de control de 1.40-1.12 gr/cm³, levantó la barrena a 5364 metros donde observó atrapamiento de la sarta, trabajó la sarta bajando la densidad del fluido de control a 1.0 gr/cm³, bombeó baches antipérdida y despegadores sin éxito.

Efectuó string shot a 5330 metros, quedando 69 metros de pez en el interior del pozo (barrena PDC de 8 ½", sarta navegable y 3 drill collars de 6 ½") y la cima del pez a 5307 metros. Con barrena tricónica de 8 ½" y sarta empacada reconoció el agujero perforado a 5307 metros (cima de pez), aumentando la densidad del fluido de control de 1.0-1.46 g/cm³ por presentarse resistencias continuas.

Metió y cementó la TR corta (liner) de 7 5/8" a 5307 metros. Con barrena tricónica de 8 ½" y sarta lisa verificó BL a 4398 metros. Tomó registros eléctricos (sónico de cementación, litodensidad, sónico dipolar, neutrón compensado y rayos gama) de 5303-4750 metros

Resumen de la etapa: se perforó la etapa a 5376 metros con fluido de control de emulsión inversa nitrogenado con densidades de 0.85-1.40 gr/cm³. **Efectuó dos**

desvíos de pozo: a 5191 metros por atrapamiento de sarta, y a 4818 metros (ventana en TR de 9 ⁷/₈”) por degollamiento de herramienta tubular.

El tiempo empleado para la perforación de esta etapa fue de 217 días, 193% (143 días) por encima del tiempo programado (74 días), para un 34% de eficiencia operativa.

De los 217 días de operación el 21% (47 días) corresponde a operaciones normales y el 79% (170 días) corresponde a NPT, como se muestra en la **Figura 3.9**.

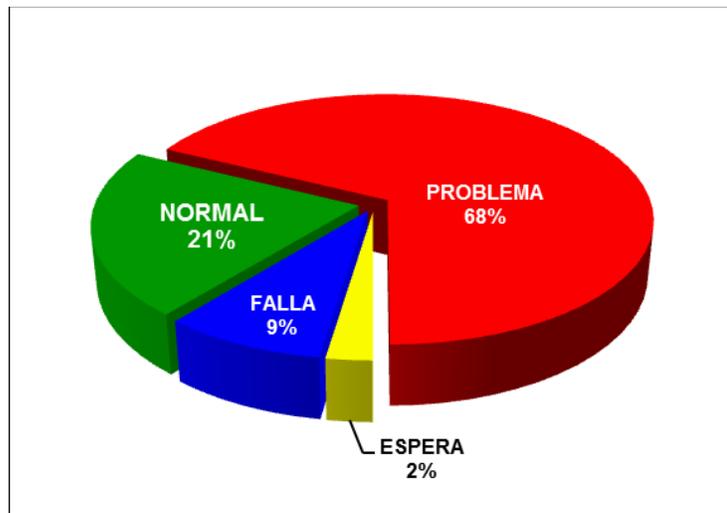


Figura 3.9 Distribución de tiempos operativos del pozo T-101 etapa de 8 ¹/₂”.

La problemática durante la perforación de la etapa de 8 ¹/₂” se dio principalmente en la entrada al KM, definida a una profundidad de 5349 metros desarrollados, debido a la permeabilidad de la formación provocando pérdidas severas de fluido de control (100 m³) y pegaduras por presión diferencial, provocando un segundo side track y una ventana en la TR de 9 ⁷/₈”, dejando la TR de 7 ⁵/₈” en la base del KSAN a 5307 metros.

El deslizamiento del top drive representó un 20% (29.5 días) del total de la problemática.

En las fallas del equipo de perforación, el reemplazo del malacate principal del equipo originó un retraso de 11 días, 60% del total de los días con fallas de equipo, en el programa operativo, por lo que la selección y evaluación del equipo de perforación, previo al inicio de las operaciones, juega también un papel importante en el éxito del proyecto.

La **Tabla 3.5** muestra la distribución del tiempo no productivo (NPT) en esta etapa.

Tabla 3.5 Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 8 1/2" del pozo T-101

Concepto	Espera		Falla		Problema		Días Totales
Side track					59.0		59.0
Deslizamiento de top drive					29.5		29.5
Ventana					26.0		26.0
Atrapamiento					17.5		17.5
Pesca					11.8		11.8
Malacate			11.1				11.1
Barrenas y direccional			2.2				2.2
Acondiciona agujero					1.8		1.8
Materiales y servicios	1.7						1.7
Equipo	1.6						1.6
Fluido de control					1.4		1.4
Sistema de circulación			1.0				1.0
Sistema de izaje			1.0				1.0
Afectación	1.0						1.0
Unidad de servicio			0.9				0.9
Personal	0.9						0.9
Bomba de lodos			0.7				0.7
Máquina de equipo			0.7				0.7
Top drive			0.4				0.4
Herramientas especiales			0.3				0.3
Eléctrica			0.1				0.1
Total de días / %	5.2	3%	18.5	11%	147.0	86%	170.7

3.3.1.6 Análisis de la etapa de 6 1/2"

Inicio de la etapa: 29 de julio del 2012.

Termino de la etapa: 21 de octubre del 2012.

Duración de la etapa (días): 85.

Programa de la etapa (días): 75.

Metió y ancló cuchara hidráulica en la TR de 7 ⁵/₈" a una profundidad de 5299 metros y abrió ventana (**4° side track**) de 5295- 5298 metros. Con molino de 6 ¹/₂" perforó a 5301 metros, bombeó baches para recuperar el ripio metálico a superficie y recuperó molino a superficie (densidad 1.30 gr/cm³). Realizó un viaje para conformar ventana a 5300 metros; efectuó desplazamiento de fluido de control de 1.30-0.95 gr/cm³.

Con barrena bicéntrica de 6 ¹/₂" x 7 ¹/₂" perforó efectuando **4° side track** a 5445 metros, continuó perforando a la profundidad de 5469 metros donde suspendió por observar disminución en la presión de bombeo de 1400-1100 psi, sacó barrena a superficie observando una tobera de la barrena desprendida.

Con barrena PDC de 6 ¹/₂" y sarta navegable (LWD y MWD) perforó a 5766 metros (densidad de fluido de control de 0.95 gr/cm³ y una DEC de 0.98 gr/cm³), donde suspendió por observar pérdida parcial de fluido de control de 416 lts/hr. Con fluido de control nitrogenado (gasto de N₂ de 24-30 m³/min y 140 gpm de fluido de control de 0.95 gr/cm³) continuó perforando a 5841 metros con una DEC máxima de 0.90 gr/cm³ y una mínima de 0.66 gr/cm³, el volumen de fluido de control perdido en la perforación de 5766-5841 metros fue de 186 m³.

Tomó registros eléctricos (inducción, sónico dipolar, neutrón compensado y rayos gama) de 5841-5295 metros.

Metió TR corta de 5" a 5827 metros (equipada con tres empacadores hinchables), donde tocó resistencia sin lograr vencerla, intentó recuperar la TR de 5" sin éxito por atrapamiento, intentó circular observando incremento de la presión en el interior de la sarta de 1200 psi por estar tapada en su interior, ancló la TR corta a 5131 metros quedando el extremo a 5827 metros. Metió barrena de 6 ¹/₂" a 5131 (BL de 5"); con

molino de 4 1/8" reconoció a 5803 metros; 226 m³ de fluido de control se perdieron durante la perforación de la etapa e introducción de la TR corta de 5".

Resumen de la etapa: se perforó la etapa a una profundidad de 5841 metros con una densidad de 0.66-1.30 gr/cm³. Abrió ventana 5294.75 metros (4° side track).

La perforación de la etapa excedió al tiempo programado en un 13% (85 días de 75 días programados). Únicamente el 32% (26.5 días) corresponde a tiempos normales de operación y 68% (57 días) al NPT, la distribución de tiempos de la etapa se muestra en la **Figura 3.10**.

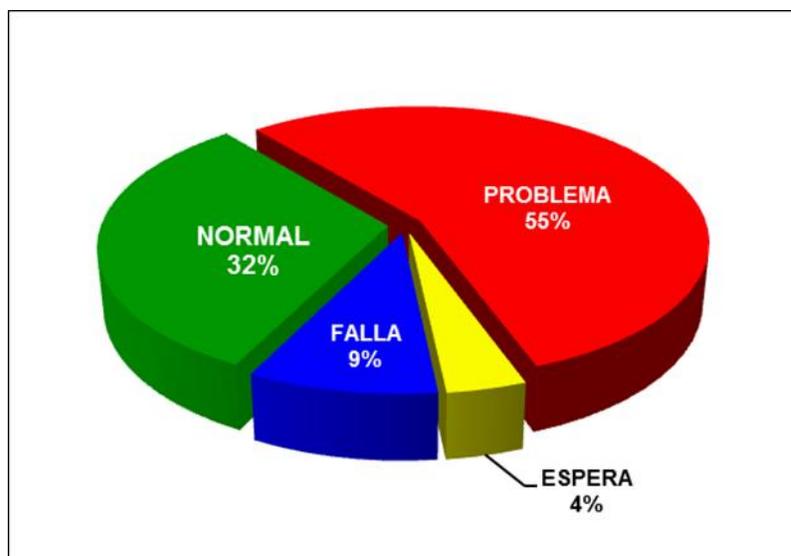


Figura 3.10 Distribución de tiempos operativos del pozo T-101 etapa de 6 1/2"

La apertura de la ventana en TR de 7 5/8" y la ejecución del side track para alejarse del pez, dejado en la etapa anterior (8 1/2") a 5376 metros, consumieron 46 días (81%) del total del NPT. Las fallas de herramientas direccionales (8 días) fueron recurrentes (**Tabla 3.6**).

Las pérdidas de fluido de control (226 m³) durante las operaciones de la etapa elevan considerablemente el costo total del proyecto (aproximadamente 500 dólares por cada m³ de fluido de control), de ahí la importancia de contar con una eficiente ventana operativa que nos ayude a minimizar estas pérdidas.

Tabla 3.6 Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 6 1/2" del pozo T-101

Concepto	Espera		Falla		Problema		Días Totales
Afectación	0.9						0.9
Barrenas y direccional	1.3		7.6				8.9
Controla pérdida					0.4		0.4
Fluido de control	0.5						0.5
Personal	0.5						0.5
Side track					10.3		10.3
Ventana					35.7		35.7
Total de días / %	3.2	6%	7.6	13%	46.4	81%	57.2

3.3.1.7 Distribución general de tiempos

Inició perforación: 29 de junio del 2011.

Terminó perforación: 21 de octubre del 2012.

Duración de la perforación (días): 484.

Programa de la perforación (días): 275.

El tiempo real operativo superó en un 175% (209 días) al programado, como se muestra en la **Figura 3.11**.

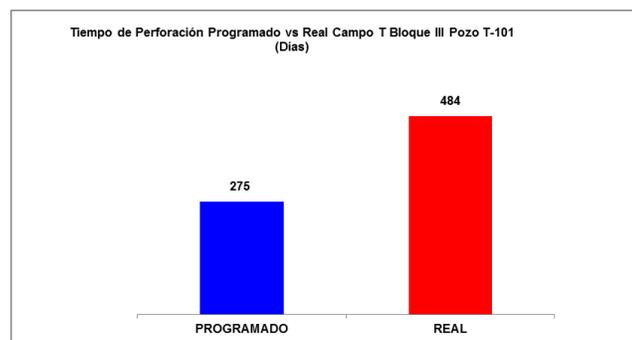


Figura 3.11 Tiempo programado versus real de la perforación del pozo T-101

Considerando la renta de un equipo de perforación de 2000 hp, en 25,447 dólares/día (Anexo “C” del contrato de servicios PEP-PPS que considera las tarifas de renta diaria de los equipos de perforación) se muestra en la **Tabla 3.7 el incremento** en el costo del proyecto, por este concepto de renta de equipo de perforación, el cual asciende a un total de 94.35 millones de pesos.

Tabla 3.7 Costo de renta diaria equipo de perforación de 2000 hp T-101(PEMEX 2016)

Renta día /equipo (Dólares)	Programa		Real		Diferencia	
	días	Costo (Dólares)	días	Costo (Dólares)	Dólares	*Pesos
\$25,445.00	275	\$6,997,375.00	481	\$12,239,045.00	\$5,241,670.00	\$94,350,060.00

*18 pesos/dólar

La distribución general de tiempos de la perforación del pozo T-101 se muestra en la **Figura 3.12**. Los tiempos de operación normal, con un 39%, están muy por debajo de lo establecido por las normas internacionales (75%) lo que hace necesario un análisis exhaustivo para determinar las causas de tan pobre desempeño. En este caso el NPT aparece con 61% (295 días) del total del tiempo operativo (**Tabla 3.12**).

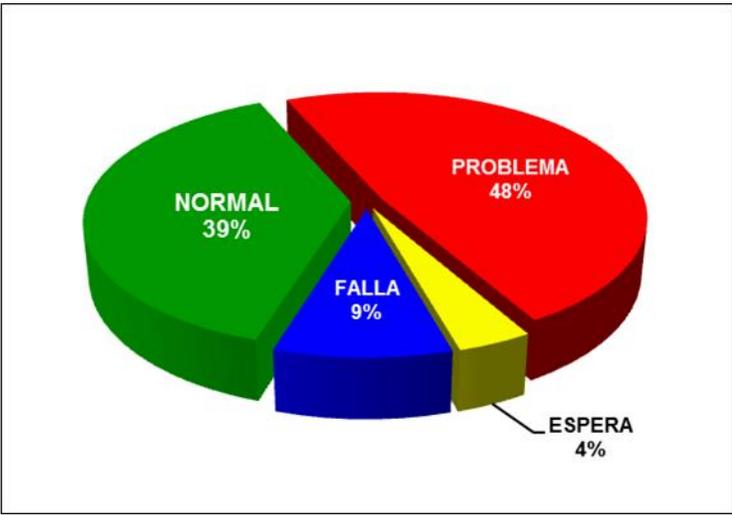


Figura 3.12 Distribución de tiempos de la perforación del pozo T – 101

Como se observa en la **Tabla 3.8**, la problemática representa el 79% (232 días) del NPT, seguido por las fallas de equipo con el 15% (44 días) y las esperas con 6% (19 días).

Tabla 3.8 Distribución de tiempos no productivos (NPT) en la perforación del pozo T-101

Concepto	Espera		Falla		Problema		Días Totales
Side track					87.3		87.3
Ventana					61.6		61.6
Deslizamiento de top drive					29.5		29.5
Atrapamiento					19.6		19.6
Barrenas y direccional	1.6		15.9				17.5
Malacate			12.2				12.2
Pesca					11.8		11.8
Fluido de control	0.5				7.9		8.4
Bombas de lodo			7.5				7.5
Materiales y servicios	7.1						7.1
Repasa agujero					6.8		6.8
Afectación	4.0						4.0
Recupera profundidad					3.4		3.4
Sistema de circulación			3.0				3.0
Personal	2.4						2.4
Acondiciona agujero					1.8		1.8
Equipo	1.6						1.6
Top drive			1.4				1.4
Fricciones					1.3		1.3
Condiciones climáticas	1.2						1.2
Sistema de izaje			1.0				1.0
Herramientas especiales	0.2		0.8				1.0
Unidades de servicio			0.9				0.9
Máquina de equipo			0.9				0.9
Eléctrica			0.8				0.8
Controla pérdida					0.4		0.4
Resistencia					0.2		0.2
Total de días / %	18.8	6%	44.4	15%	231.7	79%	294.8

La **Tabla 3.9** muestra la distribución de la problemática en cada una de las etapas; se observa que los side tracks (etapa de 8 ½" y 17 ½") y apertura de ventanas (etapa 8 ½" y 6 ½") representan el 64% del total de los problemas en el pozo, siendo la **etapa de 8 ½" la etapa con mayor problemática**, con 147 días, 63% del total de la problemática del pozo, debido a que se trata de la zona de alta presión y además es la transición de

la zona de alta a baja presión. Se requiere recalibrar la ventana operativa en esta zona, trabajo que se realizará en el capítulo IV del presente estudio.

Tabla 3.9 Distribución de la problemática operativa por etapa del pozo T-101

Concepto	Etapa 26"		Etapa 17 1/2"		Etapa 12 1/4"		Etapa 8 1/2"		Etapa 6 1/2"		Días totales	
Side Track			18.1				59.0				77.0	33%
Ventana							26.0		46.0		72.0	31%
Deslizamiento de top drive							29.5				29.5	13%
Atrapamiento			1.4		0.7		17.5				19.6	8%
Pesca							11.8				11.8	5%
Fluido de control	2.2		4.3				1.4				7.9	3%
Repasa agujero	0.8		1.5		6.0						8.3	4%
Recupera profundidad					3.4						3.4	1%
Acondiciona agujero							1.8				1.8	1%
Controla pérdida									0.4		0.4	0.18%
Flujo por TP			0.04								0.0	0.02%
Días totales	3.0	1.3%	25.3	10.9%	10.1	4.4%	147.0	63.4%	46.4	20.0%	231.8	100%

Las esperas registradas durante la perforación, como se muestra en la **Tabla 3.10**, obedecen a una logística de servicios y materiales deficiente, la etapa en la que más esperas se tuvieron fue en la de 17 1/2" con el 30% (5.7 días) del total de las esperas.

Tabla 3.10 Distribución de las esperas operativas por etapa del pozo T-101

Concepto	Etapa 26"		Etapa 17 1/2"		Etapa 12 1/4"		Etapa 8 1/2"		Etapa 6 1/2"		Días totales	
Materiales y servicios	1.2		4.2				1.7				7.1	38%
Afectación	1.3		0.3		0.5		1.0		0.9		4.0	22%
Personal			1.0				0.9		0.5		2.4	13%
Equipo							1.6				1.6	9%
Barrenas y direccional					0.4				1.3		1.6	9%
Condiciones climáticas					1.2						1.2	6%
Fluido de control									0.5		0.5	3%
Herramientas especiales			0.2								0.2	1%
Días totales	2.6	14%	5.7	30%	2.0	11%	5.2	28%	3.2	17%	18.8	100%

Las fallas de equipo de perforación y herramientas representan el 16% (44 días) del total del NPT, siendo en la etapa de 8 1/2", como se muestra en la **Tabla 3.11**, donde la mayoría de los eventos se presentaron, debidos, en un 90%, a fallas del equipo de perforación. Un **programa de mantenimiento preventivo y/o predictivo** eficiente es

vital para lograr el éxito técnico-económico del proyecto, la característica principal de este tipo de programas de mantenimiento es detectar las fallas o anomalías en su fase inicial, y su corrección en el momento oportuno, dando como resultado una mayor disponibilidad del equipo, reduciendo con esto los tiempos y costos de operación.

Tabla 3.11 Distribución de las fallas operativas por etapa del pozo T-101

Concepto	Etapa 26"		Etapa 17 1/2"		Etapa 12 1/4"		Etapa 8 1/2"		Etapa 6 1/2"		Días totales	
Barrenas y direccional					6.1		2.2		7.6		15.9	36%
Malacate	0.2		0.9				11.1				12.2	27%
Bombas de lodo			6.1		0.7		0.7				7.5	17%
Sistema de circulación			1.6		0.4		1.0				3.0	7%
Top drive			0.7		0.4		0.4				1.4	3%
Sistema de izaje							1.0				1.0	2%
Unidades de servicio							0.9				0.9	2%
Máquina de equipo					0.1		0.7				0.9	2%
Eléctrica			0.5		0.2		0.1				0.8	2%
Herramientas especiales	0.4						0.3				0.8	2%
Días totales	0.6	1.4%	9.9	22.3%	7.8	17.6%	18.5	41.6%	7.6	17.2%	44.4	100%

La problemática operativa, mostrada en la **Tabla 3.9**, con 232 días representa el 79% del total del NPT por lo que **es prioridad, en el presente estudio**, analizar estos eventos y generar mapas de riesgo, por etapa, que permitan a los ingenieros de diseño y de operaciones tomar decisiones en tiempo y forma para evitarlos, aumentando la rentabilidad del proyecto.

3.3.2 Pozo T – 102

3.3.2.1 Objetivo de la perforación

Obtener producción comercial de hidrocarburos de las rocas carbonatadas del Cretácico Medio.

3.3.2.2 Análisis de la etapa de 26”

Inicio de la etapa: 31 de marzo del 2013.

Termino de la etapa: 29 abril del 2013.

Duración de la etapa (días): 30.

Días programados: 22.

Previo al inicio de esta etapa de 26", con barrena de 36" se perforó a la profundidad de 50 metros donde metió tubo conductor de 30" y efectuó cementación sin problemas.

La etapa se perforó con barrena tricónica de 26" y sarta empacada a 1050 metros, con densidades del fluido de control polimérico de 1.15 – 1.31 gr/cm³. Metió y cementó TR de 20" a 1050 metros, durante la introducción de la TR se observó pérdida parcial de 8 m³ de fluido de control de 1.31 gr/cm³.

Esta etapa se perforó en 30 días, 8 días por encima del tiempo programado de 22 días; la **Figura 3.13** muestra la distribución de tiempos de la etapa, donde el 78% del total del tiempo corresponden a operaciones normales y el 22% al NPT.

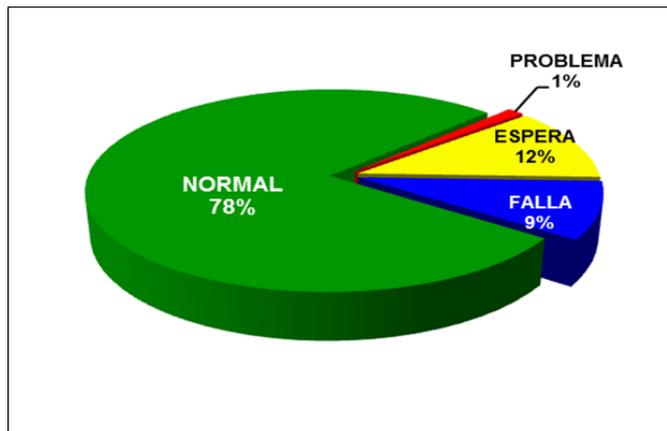


Figura 3.13 Distribución de tiempos operativos del pozo T-102 etapa de 26"

Del 22% (6.6 días) correspondiente al NPT, el 53% (3.5 días) son esperas relacionadas con la programación de logística y la asistencia de personal, mientras que las fallas de equipo con el 42% (2.75 días) del NPT se debieron a las fallas en el sistema de

circulación del equipo de perforación; el restante 6% son problemas relacionados con los ajustes en la densidad del fluido de control, como se muestra en la **Tabla 3.12**.

Tabla 3.12 Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 26" del pozo T-102

Concepto	Espera		Falla		Problema		Días Totales
Sistema de circulación			2.08				2.08
Fluido de control	1.40				0.38		1.77
Materiales y servicios	1.75						1.75
Personal	0.33						0.33
Barrenas y direccional			0.29				0.29
Top drive			0.21				0.21
Máquina de equipo			0.08				0.08
Bomba de lodos			0.08				0.08
Total de días / %	3.48	53%	2.75	42%	0.38	6%	6.60

3.3.2.3 Análisis de la etapa de 17 ½"

Inicio de la etapa: 30 de abril del 2013.

Termino de la etapa: 25 julio del 2013.

Duración de la etapa (días): 87.

Días programados: 46.

Con barrena PDC de 17 ½", sarta empacada orientada (equipada con MWD), y una densidad del fluido de control de emulsión inversa de 1.30-1.35 gr/cm³, perforó de 1050-1268 metros, donde suspendió por observar pérdida de amperaje de 500-100 amperes y disminución en la presión de bombeo de 2600-2000 psi; sacó la sarta a superficie y observó degollamiento de la herramienta direccional (MWD), realizó intentos de pesca sin éxito. Operó molino de 17 ½" de 1266-1267 metros y suspendió por falta de avance.

Colocó tapón de cemento por circulación (TxC) de 1265-1115 metros. Con barrena PDC de 17 ½" y sarta navegable efectuó **side track 1** de 1177-1180 metros y perforó a 1270 metros suspendiendo operaciones por presentarse pérdida de presión de bombeo de 2400-2100 psi, sacó barrena a superficie; con barrena PDC de 17 ½" y sarta navegable equipada con motor de fondo (MF) perforó a 1651 metros donde suspendió por

observar pérdida de peso de la sarta de perforación de 90-60 toneladas, sacó sarta a superficie observando quedarse dentro del pozo 178.7 metros de pez (barrena y herramienta de perforación) ; realizó operaciones de pesca con éxito.

Con barrena PDC de 17 1/2" y sarta empacada perforó a 2749 metros, sacó la barrena a superficie, para su reemplazo. Con barrena PDC de 17 1/2" y sarta navegable con MWD, perforó a 3004 metros (densidad de 1.62 gr/cm³), donde suspendió por incrementos en el torque de la sarta de 500-900 amperes, por colapso de agujero, perforó a 3300 metros aumentando gradualmente la densidad del fluido de control de 1.62-1.74 gr/cm³ por persistir los altos torques; durante la circulación para limpieza de agujero observó salir abundante recorte, bombeó baches de limpieza para garantizar la limpieza del agujero, sacó la sarta de perforación a superficie sin problemas. Un total de 9 sarts de perforación fueron utilizadas durante la ejecución de la etapa.

Metió y cementó la TR de 13 3/8" a 3300 metros.

87 días de operación fueron requeridos en la perforación de la etapa, 166% por arriba del tiempo programado de 46 días; el 64% (55.5 días), como se muestra en la **Figura 3.14**, corresponden a operaciones normales y el 36% al NPT.

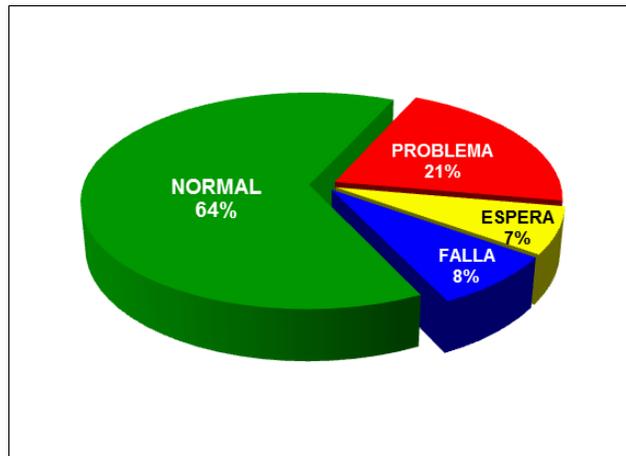


Figura 3.14 Distribución de tiempos operativos del pozo T-102 etapa de 17 1/2"

La problemática que más impacto en esta etapa fue el side track (**Tabla 3.13**), debido al degollamiento de una herramienta tubular, con un total de 18 días (58%) de los 31 días del NPT. Las esperas, con un 19% (6.08 días) del NPT, se debieron a retrasos en la logística de materiales y servicios; mientras que las fallas de equipo, con un 22% (7 días), se debieron principalmente a fallas en las herramientas direccionales.

Tabla 3.13 Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 17 1/2" pozo T-102

Concepto	Espera		Falla		Problema		Días Totales
Pesca					10.81		10.81
Side track					7.38		7.38
Barrenas y direccional	1.13		5.23				6.35
Materiales y servicios	3.21						3.21
Fluido de control	1.50						1.50
Top drive			0.58				0.58
Máquina de equipo			0.56				0.56
Bomba de lodos			0.38				0.38
Herramientas especiales	0.25		0.08				0.33
Unidades de servicio			0.13				0.13
Total de días / %	6.08	19%	6.96	22%	18.19	58%	31.23

3.3.2.4 Análisis de la etapa de 12 1/4"

Inicio de la etapa: 26 de julio del 2013.

Termino de la etapa: 06 diciembre del 2013.

Duración de la etapa (días): 134.

Días programados (días): 55.

Con barrena tricónica de 12 1/4" y sarta lisa a 3276 metros efectuó desplazamiento de fluido de control de 1.74-1.80 gr/cm³; perforó a 3307 metros y realizó una **prueba de densidad equivalente** dando como resultado un gradiente de fractura de 2.28 gr/cm³.

Con barrena PDC de 12 1/4" y sarta navegable (equipada con sistema rotatorio) perforó construyendo ángulo y rumbo a 4093 metros (densidad del fluido de control de 1.80-1.92 gr/cm³) donde suspendió para cambio de sarta; sacó barrena a superficie y metió barrena PDC de 12 1/4" y sarta navegable (equipada con sistema rotatorio) a 4093 metros, intentó probar herramientas de fondo sin recibir señal, sacó sarta de perforación

a superficie observando drill collar de 8" degollado, dejando 54 metros de pescado, realizó operaciones de pesca con éxito.

Con barrena PDC de 12 1/4" y sarta navegable (equipada con MWD y LWD) perforó a 4977 metros (densidad del fluido de control de 1.92-2.02 gr/cm³), donde suspendió para efectuar un viaje de acondicionamiento del agujero perforado por presentarse intentos de atrapamiento.

Metió barrena PDC de 12 1/4" y sarta empacada a 4762 metros libre, conformó agujero de 4762-4977 metros y perforó a 4980 metros. Saco sarta empacada a superficie y con barrena PDC de 12 1/4" y sarta navegable (equipada MWD y LWD) perforó a 5134 metros (19 metros dentro del KSM), con una densidad de fluido de control de 2.03 gr/cm³.

Intentó tomar registros eléctricos, con cable, encontrando resistencia a 4295 metros, sacó sonda de registros a superficie y realizó viaje de acondicionamiento de agujero a 5134 metros.

Metió TR de 9 7/8" y 9 5/8" en 2 etapas a 5134 metros y cementó mismas de manera independiente. En la cementación de la TR de 9 7/8" (primera etapa) observó pérdida parcial de fluido de control de 8 m³.

Tomó registros eléctricos (sónico de cementación, espectroscopia de rayos gama, neutrón compensado y sónico dipolar), con cable y en agujero entubado, de 5130-3300 metros.

La etapa se perforó en 134 días, excediendo en un 243% el tiempo programado de 55 días. Del tiempo total de operación el 70% (94 días) fueron operaciones normales y el 30% (40 días) corresponden al NPT.

La distribución de tiempos de la etapa se muestra en la **Figura 3.15**.

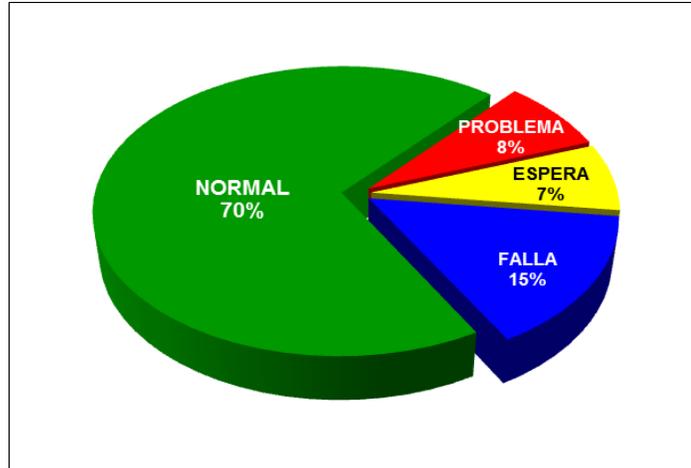


Figura 3.15 Distribución de tiempos operativos del pozo T-102 etapa de 12 ¹/₄”

Atrapamientos de la sarta y acondicionamiento del agujero, por inestabilidad, fueron problemáticas recurrentes durante la perforación de la etapa.

Las fallas de las herramientas direccionales como el degollamiento de tubulares y paros del equipo de perforación retasaron las operaciones un total de 20 días (49% del NPT), como se presenta en la **Tabla 3.14**.

Las esperas, con el 25% del NPT, se debieron a las afectaciones del camino de acceso, por la comunidad.

Esta etapa atraviesa la zona de alta presión y la zona de regresión del Paleoceno hasta la base del KSM, por lo que, hasta cierto punto, las resistencias, altos torques, atrapamientos y posibilidades de pérdida de fluido de control deben ser consideradas en los programas operativos, es aquí donde la predicción de problemas potenciales debe ser analizada para minimizar los riesgos, mejorando el desempeño operativo.

Tabla 3.14 Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 12 1/4" del pozo T-102

Concepto	Espera	Falla	Problema	Días Totales			
Barrenas y direccional	0.50	11.04		11.54			
Afectación	9.02			9.02			
Acondiciona agujero			6.54	6.54			
Pesca			4.00	4.00			
Máquina de equipo		4.00		4.00			
Bomba de lodos		1.58		1.58			
Sistema de circulación		1.42		1.42			
Top drive		0.94		0.94			
Herramientas especiales		0.90		0.90			
Fluido de control	0.54			0.54			
Atrapamiento			0.29	0.29			
Unidades de servicio		0.08		0.08			
Materiales y servicios	0.04			0.04			
Malacate		0.04		0.04			
Días Totales	10.10	25%	20.00	49%	10.83	26%	40.94

3.3.2.5 Análisis de la etapa de 8 1/2"

Inicio de la etapa: 07 de diciembre del 2013.

Termino de la etapa: 06 febrero del 2014.

Duración de la etapa (días): 62.

Días programados: 57.

Con barrena PDC de 8 1/2" y sarta navegable (MWD, LWD y MF) perforó a 5352 metros, (densidad de 1.05 gr/cm³), registrando una pérdida de fluido de control de 12 m³ hasta esta profundidad, perforó a 5450 metros, donde observó atrapamientos de la sarta, a 5428 y 5450 metros, logrando liberar con bombeo de baches ácidos. **Cortó núcleo de 5410-5419 metros** recuperando el 100% del mismo a superficie.

Con barrena PDC de 8 1/2" y sarta empacada orientada (MWD y LWD) perforó a 5650 metros (densidad del fluido de control de 1.05 gr/cm³).

Tomó registros eléctricos (resistivo, sónico dipolar, litodensidad, neutrón compensado, resonancia magnética y espectroscopia de rayos gama), con cable, de 5650-5134 metros.

Con barrena PDC de 8 ½” y sarta empacada perforó a 5680 metros (densidad de 1.05 gr/cm³). Tomó registro de imágenes micro-resistivas de 5680-5134 metros.

Metió la TR corta de 7” a 5670 metros, donde tocó resistencia, intentó vencerla sin éxito y cementó la TR sin problemas. Metió y cementó complemento de TR de 7” a 4972 metros. Con barrena de 8 ½” verificó boca de liner del complemento de la TR de 7” a 4497 metros. El volumen de fluido de control perdido durante la perforación de la etapa fue de 90 m³.

La etapa se perforó en 62 días, 108% por encima del tiempo programado (57 días). De los 62 días de operación real, el 82% (51 días) fue de operación normal y el 18% (11 días) corresponde al NPT, como se muestra en la **Figura 3.16**.

Se tuvo bajo ritmo de penetración (ROP, Rate Of Penetration, por sus siglas en inglés), hasta 155 min/m, durante la etapa, debido a la compactación de la formación (mudstone a wackestone, packstone y dolomías).

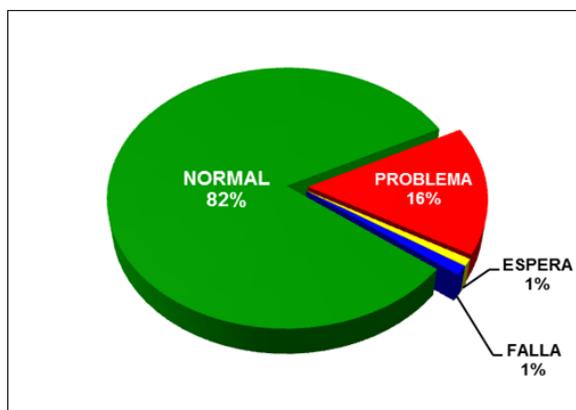


Figura 3.16 Distribución de tiempos operativos del pozo T-102 etapa de 8 ½”

Los tiempos no productivos se debieron en un 90% (10 días), como se observa en la **Tabla 3.15**, a la falla, en 2 ocasiones, de los elementos sellantes del tie-back (herramientas especiales) del complemento de la TR de 7", ocasionando 2 viajes adicionales a los programados para acondicionar la BL de la TR de 7".

Tabla 3.15 Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 8 ½" del pozo T-102

Concepto	Espera	Falla	Problema	Días Totales
Herramientas especiales		0.29	5.63	5.92
Acondiciona agujero			2.71	2.71
Atrapamiento			1.50	1.50
Barrenas y direccional	0.29			0.29
Top drive		0.25		0.25
Afectación	0.25			0.25
Sistema de circulación		0.17		0.17
Días Totales	0.54	0.71	9.83	11.08

3.3.2.6 Distribución general de tiempos

Inició perforación: 31 de marzo del 2013.

Terminó perforación: 06 de febrero del 2014.

Duración de la perforación (días): 313.

Programa de la perforación (días): 180.

El tiempo real operativo superó en un 173% (133 días) al programado, como se observa en la **Figura 3.17**.

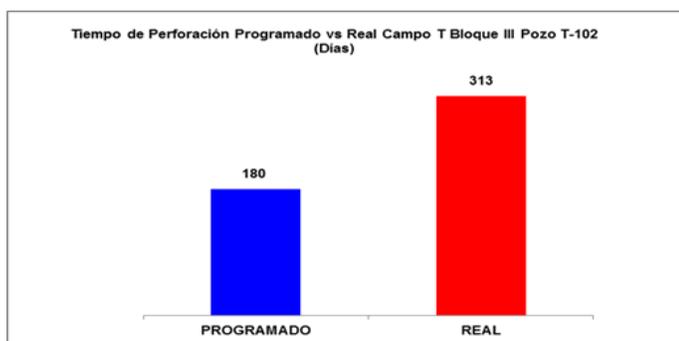


Figura 3.17 Tiempo programado versus real de la perforación del pozo T-102

Considerando la renta de un equipo de perforación de 2000 hp, en 25,447 dólares/día (Anexo “C” del contrato de servicios PEP-PPS que considera las tarifas de renta diaria de los equipos de perforación) se muestra en la **Tabla 3.16** el incremento en el costo del proyecto, por concepto de renta de equipo de perforación, el cual asciende a un total de 60.92 millones de pesos.

Tabla 3.16 Costo de renta diaria equipo de perforación de 2000 hp T-102 (PEMEX 2016)

Renta día /equipo (Dólares)	Programa		Real		Diferencia	
	días	Costo (Dólares)	días	Costo (Dólares)	Dolarares	*Pesos
\$25,445.00	180	\$4,580,100.00	313	\$7,964,285.00	\$3,384,185.00	\$60,915,330.00

*18 pesos/dólar

La distribución de tiempos general de la perforación del pozo T-102 se muestra en la **Figura 3.18**. Los tiempos de operación normal, con un 71%, están muy cercano a lo establecido por las normas internacionales (75%). En este caso el NPT aparece con un 29% (90 días) del total del tiempo operativo (**Tabla 3.17**).

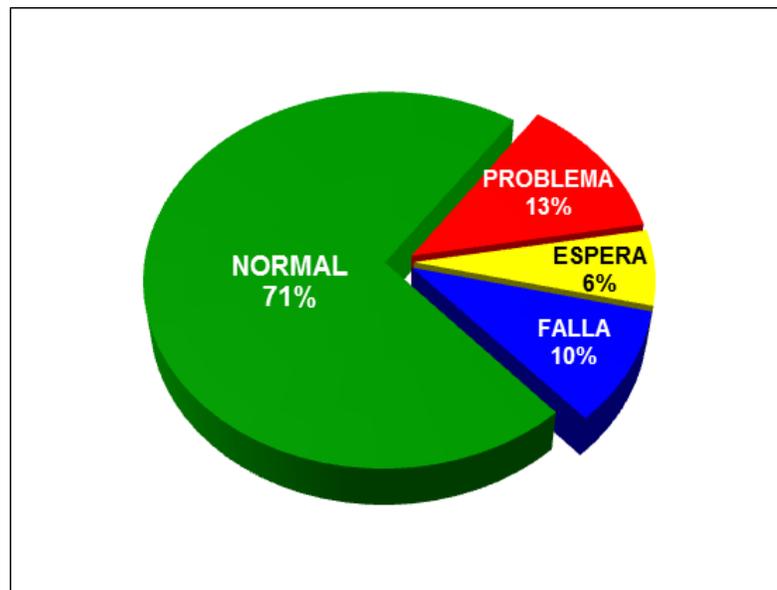


Figura 3.18 Distribución de tiempos de la perforación del pozo T-102

Tabla 3.17 Distribución de tiempos no productivos (NPT) en la perforación del pozo T-102

Concepto	Espera		Falla		Problema		Días Totales
Barrenas y direccional	1.92		16.56				18.48
Pesca					14.81		14.81
Afectación	9.27						9.27
Acondiciona agujero					9.25		9.25
Side track					7.38		7.38
Herramientas especiales	0.25		1.27		5.63		7.15
Materiales y servicios	5.00						5.00
Máquina de equipo			4.65				4.65
Fluido de control	3.44				0.38		3.81
Sistema de circulación			3.67				3.67
Bomba de lodos			2.04				2.04
Top drive			1.98				1.98
Atrapamiento					1.79		1.79
Personal	0.33						0.33
Unidades de servicio			0.21				0.21
Malacate			0.04				0.04
Total de días / %	20.21	22%	30.42	34%	39.23	44%	89.85

La problemática operativa, mostrada en la **Tabla 3.18**, con 39 días, representa el 44% del total del NPT, obedece principalmente al degollamiento de las herramientas tubulares en la etapa, y a la falla de los sellos del tie-back. Mientras que la problemática por acondicionamiento del agujero y atrapamientos de la sarta de perforación, representan el 18% de la problemática total del pozo. Una inspección, certificada, de las herramientas tubulares, previa a su introducción al pozo, es vital para reducir los tiempos y costos operativos.

Tabla 3.18 Distribución de la problemática operativa por etapa del pozo T-102

Concepto	Etapa 26"		Etapa 17 1/2"		Etapa 12 1/4"		Etapa 8 1/2"		Días totales	
Pesca			10.8		4.0				14.8	38%
Acondiciona agujero					6.5		2.7		9.3	24%
Side track			7.4						7.4	19%
Herramientas especiales							5.6		5.6	14%
Atrapamiento					0.3		1.5		1.8	5%
Fluido de control	0.4								0.4	1%
Días totales	0.4	1%	18.2	46%	10.8	28%	9.8	25%	39.2	100%

Las esperas durante la perforación representan el 22% (20 días) del total del NPT, están concentradas en la etapa de 12 ¼”, con el 50% del total, debido a las afectaciones y a una logística deficiente, como se muestra en la **Tabla 3.19**.

Tabla 3.19 Distribución de las esperas operativas por etapa del pozo T-102

Concepto	Etapa 26"		Etapa 17 1/2"		Etapa 12 1/4"		Etapa 8 1/2"		Días totales	
Afectación					9.02		0.25		9.27	46%
Materiales y servicios	1.75		3.21		0.04				5.00	25%
Fluido de control	1.40		1.50		0.54				3.44	17%
Barrenas y direccional			1.13		0.50		0.29		1.92	9%
Personal	0.33								0.33	2%
Herramientas especiales			0.25						0.25	1%
	3.48	17%	6.09	30%	10.10	50%	0.54	3%	20.21	100%

Las fallas, durante la perforación del pozo, representan un 34% (30 días) del total de los tiempos no productivos (**Tabla 3.20**). Las fallas de las herramientas direccionales con 16.6 días de suspensión de actividades representan el 54% del NPT y las fallas del equipo de perforación el 45% con 13.6 días. Se puede observar que estos conceptos (fallas) son similares a los analizados en el pozo T-101.

Tabla 3.20 Distribución de las fallas operativas por etapa del pozo T-102

Concepto	Etapa 26"		Etapa 17 1/2"		Etapa 12 1/4"		Etapa 8 1/2"		Días totales	
Barrenas y direccional	0.29		5.23		11.04				16.56	54%
Máquinas de equipo	0.08		0.56		4.00				4.65	15%
Sistema de circulación	2.08				1.42		0.17		3.67	12%
Bomba de lodos	0.08		0.38		1.58				2.04	7%
Top drive	0.21		0.58		0.94		0.25		1.98	7%
Herramientas especiales			0.08		0.90		0.29		1.27	4%
Unidades de servicio			0.13		0.08				0.21	1%
Malacate					0.04				0.04	0%
	2.75	9%	6.96	23%	20.00	66%	0.71	2%	30.42	100%

3.3.3 Pozo T-123

3.3.3.1 Objetivo de la perforación

Obtener producción comercial de hidrocarburos de las rocas carbonatadas del Cretácico Medio.

3.3.3.2 Análisis de la etapa de 26”

Inicio de la etapa: 14 de mayo del 2014.

Termino de la etapa: 24 de junio del 2014.

Duración de la etapa (días): 42.

Días programados: 23.

Con barrena tricónica de 26” y sarta empacada perforó a 517 metros, sacó barrena a superficie observando herramienta forrada de formación. Con barrena tricónica de 20” y sarta navegable (MF) perforó, vertical, a 921 metros, sacó la sarta a superficie, para cambiar a sarta empacada.

Con barrena tricónica de 26” y sarta empacada perforó a 1050 metros, levantó barrena a superficie, suspendió operaciones por cambio del malacate principal del equipo. Metió barrena tricónica de 26” y sarta empacada a 507 metros donde tocó resistencia con 10 toneladas, repasó agujero a 1050 metros (cima del Mioceno), durante la introducción observó pérdida parcial de fluido de control de 15 m³, se bombearon baches antipérdida.

Tomó registros de 1050-54 metros (potencial espontaneo, calibración de agujero y rayos gamma).

Metió y cementó la TR de 20" a 1050 metros. Durante la cementación se perdieron a formación 23 m³ de fluido de control.

Resumen de la etapa: Con barrena tricónica de 26" perforó a 1050 metros con lodo polimérico inhibido de densidad de 1.15-1.30 gr/cm³.

La **Figura 3.19** muestra la distribución de tiempos de la etapa, el 66% corresponden a operación normal y el 34% al NPT, los cuales están distribuidos como se muestra en la **Tabla 3.21**.

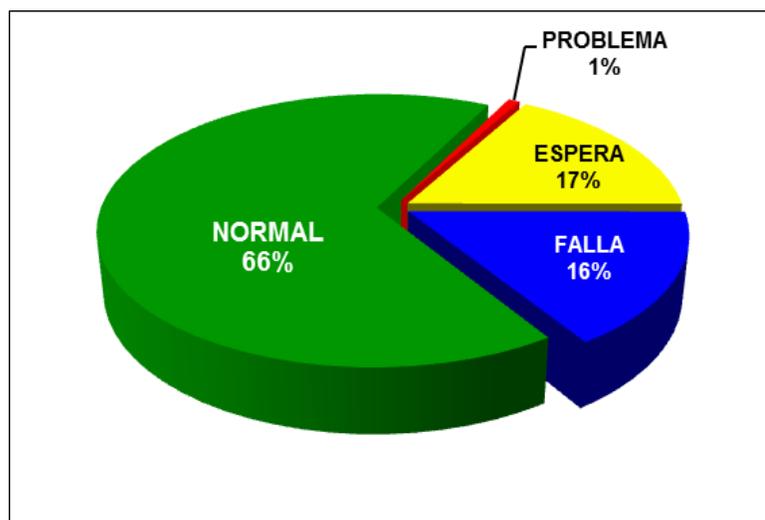


Figura 3.19 Distribución de tiempos operativos del pozo T-123 etapa de 26"

Las esperas, con siete días, representan el 50% del NPT, como consecuencia del acondicionamiento de localización; y las fallas de representan el 47% del NPT.

La problemática en esta etapa participa solo con el 2% del total de los tiempos no productivos, se perforó, prácticamente, sin problemas operativos.

Tabla 3.21 Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 26” del pozo T-123

Concepto	ESPERA	FALLA	PROBLEMA	Días Totales
Localización	6.00			6.00
Malacate		5.04		5.04
Barrenas y direccional	0.88	0.83		1.71
Máquina de equipo		0.50		0.50
Repasa agujero			0.33	0.33
Top drive		0.25		0.25
Materiales y servicios	0.13			0.13
Total de días / %	7.00 50%	6.63 47%	0.33 2%	13.96

3.3.3.3 Análisis de la etapa de 17 ½”

Inicio de la etapa: 24 de junio del 2014.

Termino de la etapa: 23 de agosto del 2014.

Duración de la etapa (días): 61.

Días programados: 46.

Con barrena PDC de 17 ½” y sarta navegable perforó a 2023 metros, sacó a superficie para cambio de la sarta. Metió barrena PDC de 17 ½” y sarta empacada a fondo perforado (FP), venciendo resistencias a partir de los 1050 metros; perforó a 2052 metros donde suspendió por incrementarse el ROP de 15-45 min/m, sacó la sarta a superficie y metió barrena PDC con sarta navegable equipada con MWD a 2052 metros, continuó perforando a 2913 metros, sacó a superficie para cambio de sarta.

Con barrena PDC de 17 ½” y sarta empacada perforó a 3300 metros, con una pérdida de 27m³ durante la perforación de la etapa (la pérdida inicio a partir de los 2913 metros). Tomó registros eléctricos (inducción, calibración de agujero, rayos gama y sónico dipolar) de 3300-1050 metros. Realizó viaje de acondicionamiento, para la introducción de la TR, registrando 12 m³ de pérdida de fluido de control durante el mismo.

Metió y cementó la TR de 13 ³/₈" a 3300 metros, durante estas operaciones se registró una pérdida de 49 m³ de fluido de control.

Resumen de la etapa de 17 1/2": se perforó a 3300 metros (parte media del Mioceno) con fluido de emulsión inversa en un rango de densidades de 1.36-1.60 gr/cm³, durante la perforación de la etapa se registró una pérdida de 88 m³ de fluido de control.

A 1065 metros realizó prueba de goteo (LOT, Leak Off Test, por sus siglas en inglés) obteniendo como resultado un gradiente de fractura de 1.65 gr/cm³.

El desempeño operativo en esta etapa fue bueno ya que se tuvo un 81% de operaciones normales y un 19% del NPT (**Figura 3.20**).

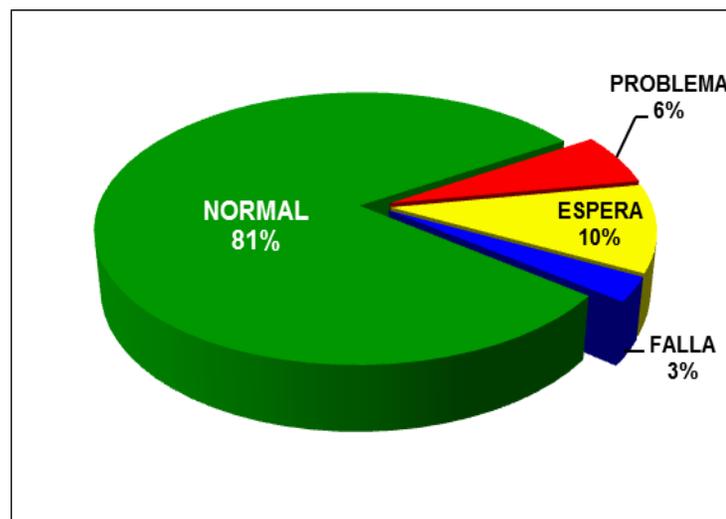


Figura 3.20 Distribución de tiempos operativos del pozo T-123 etapa de 17 1/2"

Repasos de agujero por colapso fue la problemática que se presentó en la etapa; las fallas del equipo retrasaron las operaciones 1.8 días, mientras que las esperas con 6 días representan el 53% del NPT debido a situaciones presupuestas y de logística.

La **Tabla 3.22** muestra la distribución del NPT en la etapa de 17 1/2".

Tabla 3.22 Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 17 1/2" del pozo T-123

Concepto	Espera	Falla	Problema	Días Totales			
Repasa agujero			3.75	3.75			
Materiales y servicios	2.69			2.69			
Presupuesto	2.63			2.63			
Herramientas especiales	0.58			0.58			
Malacate		0.56		0.56			
Bomba de lodos		0.52		0.52			
Sistema de circulación		0.48		0.48			
Barrenas y direccional	0.42			0.42			
Eléctrica		0.13		0.13			
Top drive		0.06		0.06			
Total de días / %	6.32	53%	1.75	15%	3.75	32%	11.82

Suspensión de equipo

Inicio de la etapa: 24 de agosto del 2014.

Termino de la etapa: 03 de enero del 2015.

Duración de la suspensión (días): 133.

Operación suspendida por término del contrato de arrendamiento del equipo de la compañía, y espera de direccionamiento presupuestal.

3.3.3.4 Análisis de la etapa de 12 1/4"

Inicio de etapa: 03 de enero del 2015.

Termino de etapa: 22 de mayo del 2015.

Duración de la etapa (días): 140.

Días programados: 63.

Con barrena PDC de 12 1/4" y sarta navegable, perforó a 3577 metros, construyendo ángulo y rumbo, donde suspendió por observar una pérdida de fluido de control de 19 m³ (densidad de 1.84 gr/cm³).

Con tubería de perforación (TP) de 5" a 3300 metros colocó bache antipérdida, sacó la TP a superficie. Con barrena PDC de 12 ¼" y sarta navegable (equipada con MWD) perforó a 3315 metros y efectuó una LOT obteniendo como resultado un gradiente de fractura de 2.30 gr/cm³. Continuó perforando a 4784 metros (densidad del fluido de control de 2.03 gr/cm³) donde observó atrapamiento de la sarta de perforación, por colapso de agujero (aumentó la densidad del fluido de control de 2.03-2.05 gr/cm³), trabajó la sarta con tensión y bombeo de baches despegadores logrando liberar, recuperó la sarta a superficie; con barrena tricónica de 12 ¼" y sarta empacada realizó un viaje de acondicionamiento de agujero a 4784 metros.

Con barrena PDC de 12 ¼" y sarta navegable equipada con sistema rotatorio perforó a 4823 metros, donde suspendió por incrementarse el torque de 700-1200 amperes, sacó la sarta a superficie. Armó sarta navegable con motor de fondo y metió a 4279 metros donde repasó resistencias (3-5 toneladas) acondicionando agujero perforado de 4279-4388 metros, se tuvieron paros de rotaria e incrementos de torque de hasta 1500 amperes, metió barrena PDC de 12 ¼" y sarta navegable a 4823 m (fondo perforado) sin resistencias y continuó perforando a 5171 metros, donde suspende la perforación para realizar un viaje de acondicionamiento de agujero perforado por continuar incrementándose el torque de 700-1600 amperes ocasionando paros de rotaria.

Con barrena tricónica de 12 ½" y sarta empacada repasó y acondicionó agujero perforado a 5171 metros y sacó la sarta a superficie. Con barrena PDC de 12 ¼" y sarta navegable, equipada con motor de fondo, perforó a 5340 metros (cima del KSM), observando incremento de torque de 700-1400 amperes, atrapamientos y continuos aumentos en la presión de bombeo de 3900-4400 psi. Sacó la sarta a superficie para tomar registros eléctricos. Metió sonda de registros, con cable, encontrando resistencia a 5177 metros. Con barrena tricónica de 12 ¼" y sarta empacada (equipada con MWD y LWD) realizó viaje de acondicionamiento a 5340 metros registrando en tiempo real, sacó la barrena a superficie.

Metió la TR combinada de 10 1/8" y 9 7/8" a 5340 metros (la BL de 9 7/8" quedó a 3096 metros) donde efectuó cementación en condiciones normales. Metió y cementó el complemento de la TR de 9 5/8" a 3096 metros en condiciones normales.

Resumen de la etapa: se perforó a la profundidad de 5340 metros (base del Paleoceno) con una densidad del fluido de emulsión inversa de 1.80-2.05 gr/cm³, durante la etapa se registró una pérdida de fluido de control de 29m³ (a partir de 3577 metros). A 3315 metros se efectuó una prueba de goteo (LOT) dando como resultado un gradiente de fractura de 2.30 gr/cm³.

En esta etapa se realizó el trabajo direccional del pozo, trayectoria tipo "J", sin problemas representativos (ángulo máximo: 46°, azimut: 90°, desplazamiento: 1315 m, KOP: 4786 mv).

La distribución de tiempos, como se muestra en la **Figura 3.21**, muestra un 59% de operaciones normales y un 41% de tiempos no productivos. La perforación de la etapa tuvo una duración de 140 días, de 60 días programados.

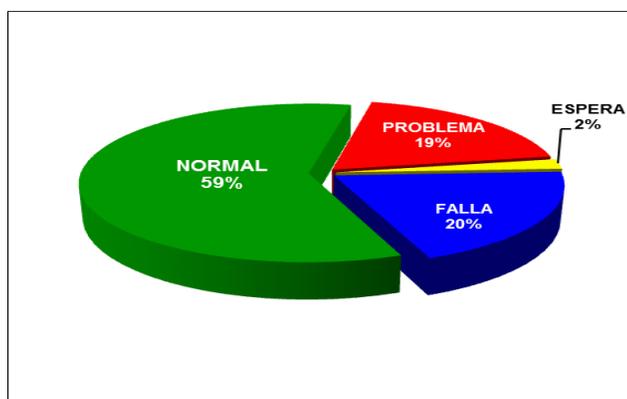


Figura 3.21 Distribución de tiempos operativos del pozo T-123 etapa de 12 1/4"

En la **Tabla 3.23** se muestra la distribución del NPT en la etapa, los problemas relacionados con la geomecánica, como: atrapamientos, inestabilidad de agujeró y

pérdidas de fluido de control son frecuentes en los pozos perforados del campo T, bloque III, particularmente en la zona de alta presión y de regresión del Paleoceno hasta la base del KSM.

Las fallas constantes del equipo de perforación (top drive, malacate, bombas de lodo) representan el 38% (22 días) del total del NPT.

Las esperas con el 5% del NPT se deben a retrasos en la logística y la programación de servicios.

Tabla 3.23 Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 12 1/4" del pozo T-123

Concepto	Espera		Falla		Problema		Días Totales
Conforma agujero					11.25		11.25
Top drive			10.04				10.04
Máquina de equipo			7.67				7.67
Barrenas y direccional			5.50				5.50
Controla pérdida					5.17		5.17
Atrapamiento de sarta					4.81		4.81
Bomba de lodos			3.23				3.23
Represionamiento de sarta					2.83		2.83
Repasa agujero					2.56		2.56
Materiales y servicios	2.35						2.35
Herramientas especiales	0.48		0.29				0.77
Unidades de servicio			0.71				0.71
Eléctrica			0.13				0.13
Instrumentos			0.08				0.08
Malacate			0.04				0.04
Sistema de izaje			0.04				0.04
Total de días / %	2.83	5%	27.73	48%	26.63	47%	57.19

3.3.3.5 Análisis de la etapa de 8 1/2"

Inicio de la etapa: 23 de mayo del 2015.

Termino de la etapa: 22 de agosto del 2015.

Duración de la etapa (días): 92.

Días programados: 46.

Con barrena PDC de 8 ½" y sarta navegable, con motor de fondo, perforó a 5377 metros (densidad de 0.95 gr/cm³), levantó la barrena a 5340 metros e intentó reconocer fondo perforado (5377 m) sin éxito por colapso de agujero, sacó la sarta navegable a superficie y metió barrena PDC de 8 ½" con sarta empacada perforando a 5431 metros (densidad de 1.5 gr/cm³) donde al hacer conexión intentó bajar a fondo perforado sin éxito, sacó la barrena a superficie. Metió sarta para acondicionar agujero a 5384 metros, observando torques de 1000-1200 amperes, tensiones de 35 toneladas sobre el peso de la sarta (peso de la sarta 160 toneladas), disminución en la presión de bombeo de 3200-2900 psi; sacó barrena a superficie donde observó **degollamiento del piñón de la herramienta de 8 ½"**, dejando un pez de 8.31 metros; intentó recuperar mismo sin éxito.

Metió molino de 8 ½" a 5300 metros donde incrementó la densidad del fluido de control de 1.50-2.05 gr/cm³. Tomó registros eléctricos de 5340-4750 metros (cementación y sónico dipolar).

Metió y ancló cuchara en la TR de 10 1/8" a 5198 metros, **abrió ventana de 5190-5195 metros** y perforó a 5199 metros con una densidad de fluido de control de 2.05 gr/cm³.

Con barrena PDC de 8 ½" y sarta navegable, con motor de fondo, perforó a 5473 metros donde suspendió para realizar viaje de conformación de agujero perforado. Metió y cementó la TR corta (liner) de 7" a 5473 metros (130 metros dentro del KSM) en condiciones normales (la boca de liner de 7" quedó a 4991 metros).

Resumen de la etapa: se perforó a 5473 metros con densidades de 0.95-2.05 gr/cm³. A 5431 metros, como consecuencia del degollamiento de una herramienta tubular, efectuó **ventana en la TR de 10 1/8"** de 5190.4-5194.7 metros. Durante la perforación de la etapa se registró una pérdida de 10 m³ de fluido de control.

La distribución general de tiempos de la etapa, mostrada en la **Figura 3.22**, indica un 28% de operación normal y un 72% de tiempos no productivos. Se tuvieron 92 días de operación de 46 días programados para la perforación de la etapa.

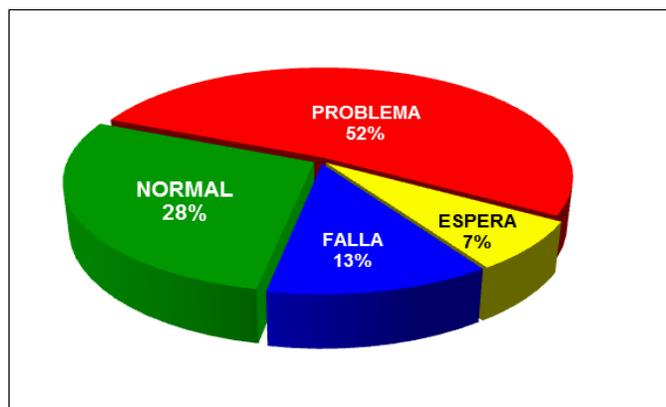


Figura 3.22 Distribución de tiempos operativos del pozo T-123 etapa de 8 ½”

La distribución de tiempos no productivos se presenta en la **Tabla 3.24**, aparece la problemática con un 73% del total del NPT, esto debido, en un 66%, a la apertura de la ventana en la TR de 7”, como consecuencia del mal asentamiento de la TR en la etapa anterior (12 ¼”), el cual se efectuó en la cima del KSM, y, como ya se analizó en la presente etapa, debió haber sido asentada 130 metros dentro del KSM, y así cubrir la zona que requiere de un mayor gradiente para ser perforada (2.05 gr/cm³), sin presentarse colapso de agujero.

Este caso, sin duda alguna, se demuestra la importancia de contar con una ventana operativa calibrada con eventos registrados en los pozos de correlación, lo que nos lleva a contar con un diseño de asentamiento de tuberías de revestimiento adecuado, optimizando considerablemente el tiempo operativo, así como el costo del proyecto.

Las esperas y fallas de las barrenas y del equipo direccional contribuyeron de manera importante a los retrasos operativos (8.5 días).

Tabla 3.24 Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 8 1/2" del pozo T-123

Concepto	Espera		Falla		Problema		Días Totales
Ventana					31.75		31.75
Repasa agujero					8.92		8.92
Barrenas y direccional	4.58		3.94				8.52
Resistencia					5.25		5.25
Top drive			3.88				3.88
Máquina de equipo			1.25				1.25
Atrapamiento de sarta					1.21		1.21
Herramientas especiales	1.02		0.04				1.06
Unidades de servicio			1.06				1.06
Eléctrica			0.69				0.69
Controla pérdida					0.63		0.63
Libranza	0.50						0.50
Presupuesto	0.46						0.46
Malacate			0.33				0.33
Materiales y servicios	0.08						0.08
Sistema de circulación			0.08				0.08
Bomba de lodos			0.06				0.06
Condiciones climáticas	0.06						0.06
Total de días / %	6.71	10%	11.33	17%	47.75	73%	65.79

3.3.3.6 Análisis de la etapa de 5 7/8"

Inicio de la etapa: 23 de agosto del 2015.

Termino de la etapa: 11 de junio del 2016.

Duración de la etapa (días): 294.

Días programados: 30.

Con barrena PDC de 5 7/8" y sarta navegable (equipada con motor de fondo) perforó a 5637 metros donde aumentó la densidad del fluido de control de 0.95-1.09 gr/cm³ por manifestación de pozo (observó un incremento de 4 m³ en el volumen en presas de fluido). Perforó a 5960 metros donde suspendió la perforación por observar una pérdida de 8 m³ de fluido de control. Con fluido de control de 0.95 gr/cm³ nitrogenado (gasto

líquido de 240 gpm y un gasto de N₂ de 35 m³/min) para generar una DEC de 0.74 gr/cm³, con barrena PDC de 5 7/8" perforó a 5983 metros donde observó pérdida total de circulación y atrapamiento de sarta. Logró levantar la barrena a 5941 metros, bajando la densidad de la mezcla a 0.61 gr/cm³ (gasto líquido de 180 gpm y un gasto de N₂ de 50 m³/min) y con una tensión de 90 toneladas sobre el peso de la sarta (peso de la sarta 180 toneladas), sacó la sarta a superficie observando dejar un **pez de 1025.82 metros**. Realizó operaciones de pesca logrando recuperar 707 metros del pez, quedando dentro del pozo 319 metros (la cima del pez a 5630 metros).

Colocó TxC a 5483 metros. Con barrena PDC de 5 7/8" y sarta navegable efectuó desvío de pozo (**side track**) de **5483-5507 metros**. Perforó a 5932 metros (densidad del fluido de control de 0.95 gr/cm³), donde, por pérdida total de circulación, nitrógeno fluido de control, para generar una densidad de la mezcla de 0.61 gr/cm³ (gasto líquido de 180 gpm y un gasto de N₂ de 50 m³/min); perforó a 6094 metros con múltiples intentos de atrapamiento y pérdidas continuas de fluido de control.

Durante la perforación de la etapa, después del side track, se perdieron 1759 m³ de fluido de control de emulsión inversa (746 m³ antes de efectuar el side track y 1013 m³ en la perforación posterior al desvío del pozo).

Metió la TR corta de 5" (lisa y ranurada) equipada con 6 empacadores hinchables a 6094 metros (la BL de la TR corta de 5" quedó a 5369 metros). Tomó registro de espectroscopia de rayos gama de 6060-5473 metros, con cable.

Resumen de la etapa: con barrena de 5 7/8" y sarta navegable perforó a 6094 metros (KM) con densidades de 0.60-1.09 gr/cm³. A la profundidad de 5941 metros dejó un pez, por atrapamiento de sarta, realizando un **side track** de 5483-5507 metros. La etapa se perforó en 294 días de 30 días programados, se tuvo una eficiencia del 10%.

La **Figura 3.23** muestra la distribución de tiempos de la etapa, de 294 días de operación únicamente 40 días fueron de operación normal y 254 días (87%) de tiempos no productivos.

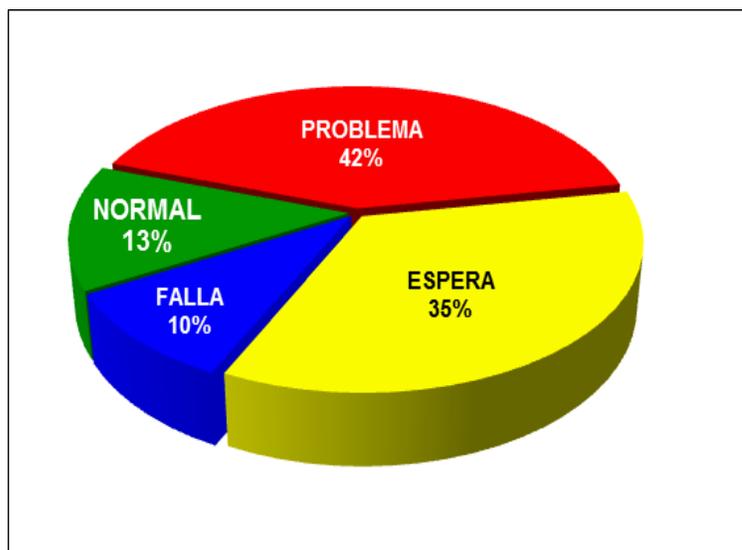


Figura 3.23 Distribución de tiempos operativos del pozo T-123 etapa de 5 ⁷/₈”

La distribución del NPT de la etapa se muestra en la **Tabla 3.25**, la problemática operativa representa el 48% del total de los tiempos no productivos con 123 días de operación debido a la ejecución de un side track por atrapamiento (pegadura diferencial de la sarta), se invirtieron 30 días en operaciones fallidas de pesca y 75 días en las operaciones del side track.

Las esperas, con un 40% del total del NPT, como se observa en la Tabla 3.25, fueron consecuencia de una afectación por inconformidad de la comunidad, esto indica la relevancia de tener una buena relación con la misma.

Las fallas, con 29 días (11% del NPT) se debieron, en un 60%, a fallas de las herramientas direccionales.

Tabla 3.25 Distribución de tiempos no productivos (NPT) etapa de 5 7/8" del pozo T-123

Concepto	Espera		Falla		Problema		Días Totales
Afectación	97.48						97.48
Side track					74.92		74.92
Pesca					30.00		30.00
Barrenas y direccional	0.13		16.96				17.08
Controla pérdida					11.33		11.33
Máquina de equipo			4.73				4.73
Materiales y servicios	3.29						3.29
Resistencia					3.15		3.15
Herramientas especiales	0.13		2.85				2.98
Atrapamiento					2.79		2.79
Sistema de circulación			1.56				1.56
Malacae			1.17				1.17
Top drive			0.92				0.92
Bomba de lodos			0.63				0.63
Control de pozo					0.60		0.60
Personal	0.54						0.54
Equipo	0.54						0.54
Fluido de control					0.21		0.21
Unidades de servicio			0.21				0.21
Gasificación					0.17		0.17
Malacate			0.04				0.04
Total de días / %	102.10	40%	29.06	11%	123.17	48%	254.33

3.3.3.7 Distribución general de tiempos

Inició perforación: 14 de mayo del 2014.

Terminó perforación: 11 de junio del 2016.

Duración de la perforación (días): 763 y 630 efectivos (133 días de suspensión)

Programa de la perforación (días): 180 + 133 de suspensión (313 días).

El tiempo real operativo superó en un 350% al programado, como se observa en la **Figura 3.24**.

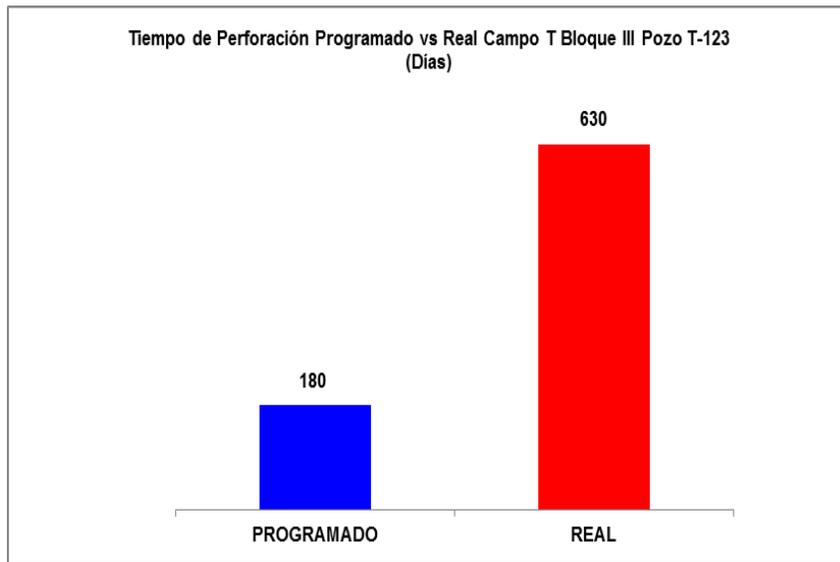


Figura 3.24 Tiempo programado versus real de la perforación del pozo T-123

Considerando la renta de un equipo de perforación de 2000 hp, en 25,447 dólares/día (Anexo “C” del contrato de servicios PEP-PPS que considera las tarifas de renta diaria de los equipos de perforación) se muestra en la **Tabla 3.26** el incremento en el costo del proyecto, por concepto de renta de equipo de perforación, el cual asciende a un total de 206 millones de pesos.

Tabla 3.26 Costo de renta diaria equipo de perforación de 2000 hp T-123

Renta día /equipo (Dólares)	Programa		Real		Diferencia	
	días	Costo (Dólares)	días	Costo (Dólares)	Dolarares	*Pesos
\$25,445.00	180	\$4,580,100.00	630	\$16,030,350.00	\$11,450,250.00	\$206,104,500.00

*18 pesos/dólar

La distribución de tiempos general de la perforación del pozo T-123 se muestra en la **Figura 3.25**. Los tiempos de operación normal, con un 36% (225 días) y 64% (403 días) del NPT.

La distribución del NPT se presenta en la **Tabla 3.27**.

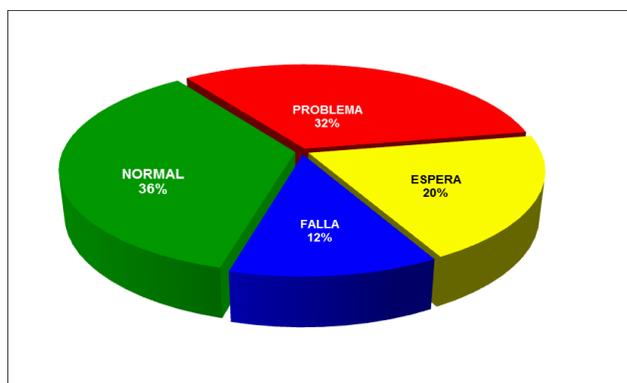


Figura 3.25 Distribución de tiempos de la perforación del pozo T-123

Tabla 3.27 Distribución de tiempos no productivos (NPT) en la perforación del pozo T-123

Concepto	Espera	Falla	Problema	Días Totales
Afectación	97.48			97.48
Side track			74.92	74.92
Barrenas y direccional	6.00	27.23		33.23
Ventana			31.75	31.75
Pesca			30.00	30.00
Controla pérdida			17.13	17.13
Repasa agujero			15.56	15.56
Top drive		15.15		15.15
Maquina de equipo		14.15		14.15
Conforma agujero			11.25	11.25
Atrapamiento			8.81	8.81
Materiales y servicios	8.54			8.54
Resistencia			8.40	8.40
Malacate		7.19		7.19
Localización	6.00			6.00
Herramientas especiales	2.21	3.19		5.40
Bomba de lodos		4.44		4.44
Presupuesto	3.09			3.09
Represionamiento de sarta			2.83	2.83
Sistema de circulación		2.13		2.13
Unidades de servicio		1.98		1.98
Eléctrica		0.94		0.94
Control de pozo			0.60	0.60
Personal	0.54			0.54
Equipo	0.54			0.54
Libranza	0.50			0.50
Fluido de control			0.21	0.21
Gasificación			0.17	0.17
Instrumentos		0.08		0.08
Condiciones climáticas	0.06			0.06
Sistema de izaje		0.04		0.04
Total de días / %	124.96	76.50	201.63	403.09
	31%	19%	50%	

La problemática representa el 50% (201 días) del 100% de los tiempos no productivos (**Tabla 3.28**), el 61% de la problemática se tuvo en la etapa de 5 7/8", debido a las operaciones para realizar el side track por atrapamiento de la sarta (pegadura por presión diferencial). En la etapa de 8 1/2" la apertura de la ventana, como consecuencia del asentamiento prematuro de la TR de 10 1/8", ocasionó un retraso operativo de 48 días, 25% del tiempo total de la problemática.

Tabla 3.28 Distribución de la problemática operativa por etapa del pozo T-123

Concepto	26"		17 1/2"		12 1/4"		8 1/2"		5 7/8"		Días totales	
Side track									74.9		74.9	37%
Ventana							31.8				31.8	16%
Pesca									30.0		30.0	15%
Controla pérdida					5.2		0.6		11.3		17.1	8%
Repasa agujero	0.3		3.8		2.6		8.9				15.6	8%
Conforma agujero					11.3						11.3	6%
Atrapamiento					4.8		1.2		2.8		8.8	4%
Resistencia							5.3		3.1		8.4	4%
Represionamiento de sarta					2.8						2.8	1%
Control de pozo									0.6		0.6	0.3%
Fluido de control									0.2		0.2	0.1%
Gasificación									0.2		0.2	0.1%
Días totales	0.3	0.2%	3.8	1.9%	26.6	13.2%	47.8	23.7%	123.2	61.1%	201.6	100%

Las esperas durante la ejecución de la etapa con el 31% (125 días) del NPT, se vieron incrementadas debido a la afectación registrada durante la etapa de 5 7/8", como se observa en la **Tabla 3.29**, suspensión que constituye el 78% del total de esperas.

Tabla 3.29 Distribución de esperas operativas por etapa del pozo T-123

Concepto	Etapa 26"		Etapa 17 1/2"		Etapa 12 1/4"		Etapa 8 1/2"		Etapa 5 7/8"		Días totales	
Afectación									97.5		97.5	78%
Materiales y servicios	0.1		2.7		2.4		0.1		3.3		8.5	7%
Localización	6.0										6.0	5%
Barrenas y direccional	0.9		0.4				4.6		0.1		6.0	5%
Presupuesto			2.6				0.5				3.1	2%
Herramientas especiales			0.6		0.5		1.0		0.1		2.2	2%
Personal									0.5		0.5	0%
Equipo									0.5		0.5	0%
Libranza							0.5				0.5	0%
Condiciones climáticas							0.1				0.1	0%
Días totales	7.0	5.6%	6.3	5.1%	2.8	2.3%	6.7	5.4%	102.1	81.7%	125.0	100%

La distribución de las fallas (**Tabla 3.30**), se comportan de manera similar a lo analizado en los dos pozos previos, las fallas de herramientas de fondo con un 36% del total de fallas y las suspensiones por concepto de fallas del equipo de perforación con más del 60% del total de las esperas.

Tabla 3.30 Distribución de fallas operativas por etapa del pozo T-123

Concepto	Etapa 26"		Etapa 17 1/2"		Etapa 12 1/4"		Etapa 8 1/2"		Etapa 5 7/8"		Días totales	
Barrenas y direccional	0.8				5.5		3.9		17.0		27.2	36%
Top drive	0.3	0.1			10.0		3.9		0.9		15.1	20%
Máquina de equipo	0.5				7.7		1.3		4.7		14.1	18%
Malacate	5.0	0.6			0.0		0.3		1.2		7.1	9%
Bombas de lodo		0.5			3.2		0.1		0.6		4.4	6%
Herramientas especiales					0.3		0.0		2.9		3.2	4%
Sistema de circulación		0.5					0.1		1.6		2.1	3%
Unidades de servicio					0.7		1.1		0.2		2.0	3%
Eléctrica		0.1			0.1		0.7				0.9	1%
Instrumentos					0.1						0.1	0.1%
Malacate									0.0		0.0	0.1%
Sistema de izaje					0.0						0.0	0.1%
Días totales	6.6	8.6%	1.8	2.3%	27.7	36.2%	11.3	14.8%	29.1	38.0%	76.5	100%

3.4 Etapa 2: Distribución general de tiempos del campo T, bloque III

La perforación de los tres pozos analizados anteriormente se realizó en un total de 1422 días. La distribución general del campo se muestra en la **Figura 3.26**, donde se observa que únicamente el 45% (634 días) del tiempo total, corresponde a operaciones normales y el **55% (788 días) corresponde a tiempos no productivos**, el 60% de los tiempos no productivos (472 días) corresponden a problemas operativos, el 20% a esperas y el restante 20% a fallas; estas cifras indican una baja eficiencia operativa.

La distribución de la problemática general del campo se muestra en la **Tabla 3.31**, 90% son problemas operativos relacionados con la estabilidad mecánica del agujero, siendo el pozo T-101 donde se presentaron en mayor medida (49% del total).

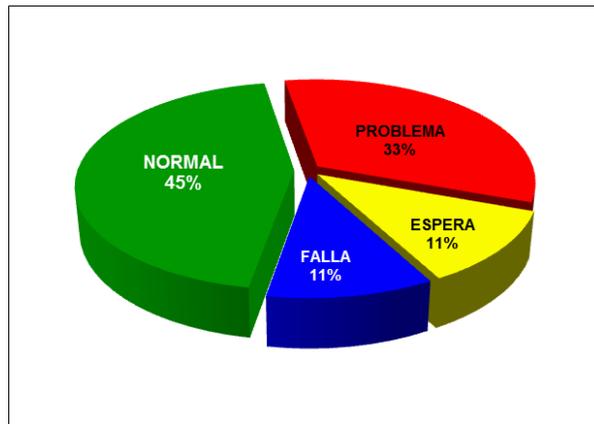


Figura 3.26 Distribución de tiempos operativos de la perforación del campo T, bloque III

Tabla 3.31 Distribución de la problemática operativa del campo T bloque III

Concepto	Pozo T-101	Pozo T-102	Pozo T-123	Días Totales --	%
Side track	91	7	75	173	37%
Ventana	62		32	93	20%
Pesca	12	15	30	57	12%
Conforma agujero	3	9	20	32	7%
Atrapamiento	20	2	9	30	6%
Deslizamiento de top drive	30			30	6%
Repaso de agujero	7		16	22	5%
Controla pérdida	0		17	18	4%
Fluido de control	8	0	0	9	2%
Herramientas especiales		6		6	1%
Represionamiento de sarta			3	3	1%
Controla pozo			1	1	0%
Total de días	232	39	202	472	100%
% del total	49%	8%	43%		

Las afectaciones representan el 68% del total de las esperas, como se puede observar en la **Tabla 3.32**, y el 20% corresponde a la programación de materiales y servicios (logística). Es vital realizar un análisis profundo sobre la importancia de contar con una logística eficiente, ya que una buena planificación de la misma permitiría optimizar los tiempos de perforación reduciendo los costos operativos.

Es evidente que implementar planes de acercamiento con la comunidad disminuiría considerablemente las esperas, el pozo T-123 tiene el 76% del total de las esperas por este concepto.

Tabla 3.32 Distribución de esperas operativas del campo T bloque III

Concepto	Pozo T-101	Pozo T-102	Pozo T-123	Días Totales --	%
Afectación	4	9	97	111	68%
Materiales y servicios	7	5	9	21	13%
Barrenas y direccional	2	2	6	10	6%
Localización			6	6	4%
Fluido de control	1	3		4	2%
Personal	2	0	1	3	2%
Presupuesto			3	3	2%
Herramientas especiales	0	0	2	3	2%
Equipo	2		1	2	1%
Condiciones Climáticas	1		0	1	1%
Libranza			1	1	0%
Total de días	19	20	125	164	100%
% del total	11%	12%	76%		

Las fallas del equipo direccional (herramientas de fondo) con 60 días, significaron el 39% del total de las fallas operativas, como se muestra en la **Tabla 3.33**. Las fallas de componentes de los equipos de perforación con el 60% (89 días) del total de las fallas.

Las fallas fueron más severas durante la perforación del pozo T-123 con 51% del total de estas.

Tabla 3.33 Distribución de fallas operativas del campo T bloque III

Concepto	Pozo T-101	Pozo T-102	Pozo T-123	Días Totales --	%
Barrenas y direccional	16	17	27	60	39%
Máquina de equipo	1	5	14	20	13%
Malacate	12	0	7	19	13%
Top drive	1	2	15	19	12%
Bomba de lodos	8	2	4	14	9%
Sistema de circulación	3	4	2	9	6%
Herramientas especiales	1	1	3	5	3%
Unidades de servicio	1	0	2	3	2%
Eléctrica	1		1	2	1%
Sistema de izaje	1		0	1	1%
Total de días	44	30	76	151	100%
% del total	29%	20%	51%		

3.5 Etapa 3: Matriz de severidad / probabilidad

La matriz de severidad / probabilidad considerada en el presente estudio se basa en un plano cartesiano, en el eje “x” tenemos la probabilidad de ocurrencia del evento, y en el eje “y” la severidad del evento, como se muestra en la **Figura 3.27**.

La Probabilidad está dividida en:

- **Baja:** Cuando el evento analizado ocurre en menos del 30% de los pozos analizados.
- **Media:** Cuando el evento analizado ocurre en el 30-60% de los pozos analizados.
- **Alta:** Cuando el evento analizado ocurre en más del 60% de los pozos analizados.

Para la severidad tenemos 4 categorías:

- **Ligera:** Suspensión de operaciones menor a 4 horas.
- **Seria:** Suspensión de operaciones de 4-24 horas.
- **Mayor:** Suspensión de operaciones de 24-48 horas.
- **Alto Impacto:** Suspensión de operaciones por más de 48 horas.

		Probabilidad		
		Baja < 30% Pozos	Media 30-60 % Pozos	Alta > 60% Pozos
Severidad	Ligera Menor a 4 horas	Green diagonal lines	Green cross-hatch	Green solid
	Seria 4 - 24 horas	Yellow diagonal lines	Yellow cross-hatch	Yellow solid
	Mayor 24 - 48 horas	Pink diagonal lines	Pink cross-hatch	Pink solid
	Alto Impacto Mas de 48 horas	Red diagonal lines	Red cross-hatch	Red solid

Figura 3.27 Matriz de severidad / probabilidad (Schlumberger 2015)

De acuerdo a la **Figura 3.27** separaremos, por conceptos (problemática, esperas y fallas), los tiempos no productivos ocurridos durante la perforación de los pozos del campo T bloque III, analizados previamente.

La matriz de severidad / probabilidad de la **problemática** se muestra en la **Tabla 3.35**.

		Probabilidad		
		Baja < 30% Pozos	Media 30-60 % Pozos	Alta > 60% Pozos
Severidad	Ligera Menor a 4 horas			
	Seria 4 - 24 horas	Control de pozo		
	Mayor 24 - 48 horas	Represionamiento de sarta		
	Alto Impacto Mas de 48 horas	Deslizamiento de Top Drive. Controla pérdida. Fluido de control	Conforma agujero	Side Track, Ventana, Pesca, Atrapamiento

Figura 3.28 Matriz de severidad / probabilidad de la problemática del campo T, bloque III.

La problemática observada durante la perforación de los pozos del campo T bloque III está dividida en 10 conceptos, como se muestra en la **Figura 3.28**, siendo el side track (desvío de pozo), ventana, pesca y atrapamiento de la sarta los conceptos con una alta probabilidad de ocurrencia y una severidad de alto impacto. Podemos relacionar esta problemática directamente con una ventana operativa que debe ser recalibrada con los eventos ocurridos durante la perforación de cada uno de los pozos del campo para ser extrapolados a un pozo futuro y anticiparnos a los eventos con mayor probabilidad de ocurrencia.

El ordenar los eventos ocurridos en una **matriz de severidad / probabilidad** permite a los ingenieros, de diseño y perforación, además de optimizar las ventanas operativas, identificar rápidamente cuál de ellos tendrá el mayor impacto en los tiempos operativos

y tomar acciones preventivas que permitan optimizar el tiempo y costo del proyecto futuro, en este caso el pozo T-112.

La **Figura 3.29** muestra la distribución de las **esperas** operativas durante la perforación de los tres pozos que componen actualmente el campo T bloque III, con 164 días de suspensión de operaciones, que representan el 21% del total del NPT. Como ya hemos señalado anteriormente, las afectaciones y una respuesta deficiente de la logística de materiales y servicios, conforman el 92% del total de las esperas (**Tabla 3.32**), estos conceptos se repitieron en los tres pozos del campo (T-101,102 y 123), por lo que en la matriz de severidad/probabilidad se ubican con una alta probabilidad de ocurrencia y una severidad de alto impacto. Al reducir los tiempos por estos 2 conceptos, los paros de equipo por espera se reducirían en un 81%.

		Probabilidad		
		Baja < 30% Pozos	Media 30-60 % Pozos	Alta > 60% Pozos
Severidad	Ligera Menor a 4 horas			
	Seria 4 - 24 horas	Libranza, Clima		
	Mayor 24 - 48 horas			
	Alto Impacto Mas de 48 horas	Localización, Presupuesto, Herramientas	Fluido de control, Personal, Equipo	Afectación, Materiales y servicios, Barrenas y direccional.

Figura 3.29 Matriz de severidad / probabilidad de esperas del campo T, bloque III.

Las **fallas** de equipo (**Figura 3.30**) representan el 21% del NPT con 161 días. Este porcentaje está integrado en un 39% (60 días) por fallas de las herramientas direccionales y en un 40% por fallas en los componentes del equipo de perforación, como se presentó en la **Tabla 3.33**.

La certificación de las herramientas que entran al pozo y un programa de mantenimiento eficiente del equipo de perforación son necesarios para reducir la suspensión de operaciones por estos conceptos.

		Probabilidad		
		Baja < 30% Pozos	Media 30-60 % Pozos	Alta > 60% Pozos
Severidad	Ligera Menor a 4 horas			
	Seria 4 - 24 horas	Sistema de izaje		
	Mayor 24 - 48 horas		Falla eléctrica	
	Alto Impacto Mas de 48 horas		Malacate, Unidades de servicio	Barrenas y direccional, Máquinas, Top drive, Bombas, Sistema de circulación, Herramientas especiales

Figura 3.30 Matriz de severidad / probabilidad de las fallas del campo T, bloque III.

La matriz de severidad / probabilidad es una guía visual que facilita el determinar prioridades para la atención y toma de decisiones de riesgos identificados. Busca evaluar los eventos tomando en cuenta la probabilidad de ocurrencia y el impacto. Permite, a los ingenieros involucrados en el proyecto, elegir los riesgos que merecen ser analizados a fin de establecer prioridades para su control.

El objetivo del presente estudio es el de identificar la problemática y/o eventos más recurrentes en la perforación del campo T bloque III (**Figura 3.28**). Se estableció la problemática como prioridad ya que, como se analizó, estas representan el 60% (472 días) del NPT total del campo, y de ese 60% el 85% (403 días) están relacionados con la estabilidad mecánica del agujero.

Con la problemática plenamente identificada, por pozo, en los siguientes dos capítulos se analizarán los eventos detectados durante la perforación relacionados con la estabilidad mecánica del agujero y se propondrán ventanas operativas recalibradas y mapas de riesgos por cada pozo del campo, que serán una herramienta importante en la toma de decisiones y en la elaboración del diseño de perforación de los pozos a perforar en el campo T bloque III, con el propósito de hacer más eficiente el proceso.

CAPÍTULO 4 VENTANAS OPERATIVAS CALIBRADAS CON EVENTOS OCURRIDOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS DEL CAMPO T, BLOQUE III

El conocimiento y la predicción de las condiciones en las cuales se presenta la estabilidad de las formaciones perforadas y las formaciones productoras de hidrocarburos en un pozo petrolero pueden marcar la diferencia entre un proyecto económica y técnicamente viable de uno que no lo sea.

Por medio de estudios de estabilidad de pozo, también llamados estudios de geomecánica, es posible modelar el comportamiento mecánico y las propiedades de las formaciones, minimizar los riesgos, el NPT y establecer directrices que optimicen las actividades a realizar en el pozo.

Debido a los grandes retos que enfrenta la industria petrolera, en años recientes este tipo de estudios han cobrado mayor importancia en el desarrollo integral de proyectos, por lo que se requiere de trabajos, documentos e investigación al respecto, que enriquezcan su aplicación.

Antes de abordar el tema de las ventanas operativas, es importante definir algunos conceptos propios de la geomecánica.

4.1 Conceptos generales.

4.1.1 Propiedades físicas de la roca

Roca

Son agregados naturales duros y compactos de partículas minerales con fuertes uniones de carácter cohesivo. Su clasificación se hace en función de los minerales que las componen, la estructura granular y el origen geológico (**Vallejo, Ferrer, 2004**). De acuerdo a su comportamiento mecánico, las rocas se pueden dividir en dos grupos:

- **Roca frágil:** Es aquella roca que presenta poca deformación plástica antes de la ruptura. A este tipo de ruptura se le conoce como súbita. Es un comportamiento común de granitos, areniscas cementadas y rocas con gran contenido de calcitas.
- **Roca dúctil:** Es aquella roca que presenta gran deformación plástica antes de llegar a la ruptura. Presentan este comportamiento algunas margas y carbonatos.

Las propiedades físicas de las rocas, que determinan el comportamiento (frágil, dúctil), resistencia y deformación, dependen de factores geológicos, ambientales, estructurales y de la composición mineralógica, entre otros. Se describirán algunas de las **propiedades físicas** de mayor relevancia.

Porosidad: La porosidad es la relación que existe entre el volumen de los espacios porosos presentes en una muestra de roca, y el volumen total. Esta propiedad afecta directamente las propiedades mecánicas, como resistencia mecánica y deformación. Los poros de una roca pueden estar o no conectados, es por ello que se distinguen varios tipos de porosidad:

- **Porosidad absoluta:** es la razón entre el volumen de poros (interconectados o no) y el volumen total de una roca.
- **Porosidad efectiva:** es la razón de volumen de poros interconectados y el volumen total de una roca, es decir, que puede existir transmisión de fluidos

entre los poros. Es esta propiedad la que interesa para la producción de hidrocarburos.

- **Porosidad primaria:** es aquella porosidad inherente presente en la roca.
- **Porosidad secundaria:** se da cuando una roca está sometida a esfuerzos mecánicos, ocasionando su fracturamiento.

A mayor profundidad, se registrará menor porosidad en las formaciones, debido a la presión de las formaciones subyacentes.

En la Tabla 4.1 se muestran valores de la porosidad de algunas rocas.

Tabla 4.1 Porosidad de algunas rocas (Farmer 1968)

Roca	Porosidad (%)
Arenisca	5 - 25
Basalto	0.1 - 2
Caliza	5 - 20
Dolomía	0.5 - 10
Lutita	2 - 15
Sal	5

Las rocas formadoras de yacimientos no sólo deben tener una alta porosidad efectiva, sino también permitir la extracción de hidrocarburos. Las arcillas, por ejemplo, tienen elevada porosidad, pero baja permeabilidad no permitiendo la extracción del fluido contenido en sus poros.

Resistividad: Es la propiedad de la roca que mide la resistencia que pone un medio al paso de una corriente eléctrica, y depende en gran medida de los fluidos que contengan.

En condiciones normales, a mayor profundidad se debe registrar menor resistividad, ya que la porosidad disminuirá y con ello la cantidad de fluidos contenidos en la roca. La **Tabla 4.2** muestra valores de resistividad de algunas rocas.

Tabla 4.2 Valores de resistividad de algunas rocas (Farmer 1968)

Roca	Resistividad ($\Omega.m$)
Arenisca	50 - 5,000
Caliza	30 - 10,000
Marga	50 - 5,000
Granito	300 - 10,000
Lutita	1 - 20

Densidad: Es la relación de la cantidad de masa asociada a un volumen de roca definido. A mayor profundidad, se debe presentar mayor densidad en las formaciones, debido a la presión de las formaciones subyacentes y a la disminución de la porosidad. En la **Tabla 4.3** podemos observar valores típicos de densidad de algunas rocas.

Tabla 4.3 Valores de densidad de algunas rocas (Farmer 1968)

Roca	ρ (g/cm^3)
Arenisca	2.3 - 2.6
Basalto	2.7 - 2.9
Caliza	2.3 - 2.6
Dolomía	2.5 - 2.6
Lutita	2.2 - 2.6
Sal	2.1 - 2.2

4.1.2 Conceptos generales de la geomecánica

Es importante definir algunos conceptos generales, propios de la geomecánica que serán mencionados en el presente estudio.

Presión de poro: Es definida como la presión que actúa en los fluidos contenidos en los espacios porosos de la roca. Puede ser igual a la presión hidrostática, mayor (anormal) o menor (subnormal).

Esfuerzos principales: Cualquier estado de esfuerzos en un medio puede ser expresado en función de tres esfuerzos perpendiculares, como se muestra en la **Figura 4.1**, los cuales se identifican como:

1. Esfuerzo principal mayor σ_1
2. Esfuerzo principal mínimo σ_3
3. Esfuerzo principal intermedio σ_2

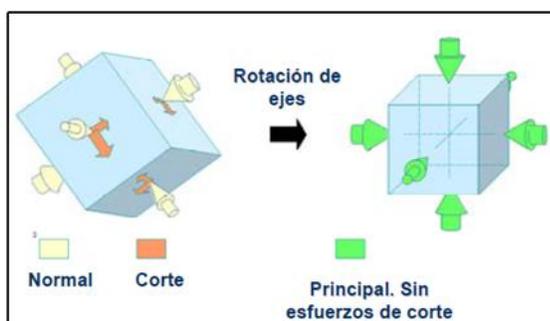


Figura 4.1 Estado de esfuerzos en un medio

Los esfuerzos principales son perpendiculares entre ellos y perpendiculares al plano donde se aplican. La representación en el sistema de esfuerzos principales permite definir el estado de esfuerzos de las formaciones. El esfuerzo vertical y los esfuerzos horizontales del subsuelo se conocen como esfuerzos principales. Por lo tanto, considerando el hecho de que, en **la mayoría de las cuencas petroleras en México, se tiene un régimen normal de esfuerzos** ($\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$) se puede asumir que:

$$\sigma_1 = S_v$$

$$\sigma_2 = S_H$$

$$\sigma_3 = S_h$$

donde:

S_v : representa el esfuerzo vertical (sobrecarga) [lb/pulg²]

S_H : representa el esfuerzo horizontal máximo [lb/pulg²].

S_h : representa el esfuerzo horizontal mínimo [lb/pulg²].

La dirección de los esfuerzos horizontales (azimut), es un cuarto parámetro utilizado para describir el estado de esfuerzos. En la geomecánica se considera a los esfuerzos de compresión como positivos y a los esfuerzos de tensión como negativos.

Esfuerzo efectivo y total: La carga resultado de los esfuerzos horizontales y verticales en el subsuelo (esfuerzo total) se comparte entre la matriz de la roca (esfuerzo efectivo) y los fluidos presentes en los poros de la misma (presión de poro). Esta distribución de cargas se define con el principio de Terzaghi & Peck (1968) mostrado en la ecuación 4.1.

$$S_v = S_v' + \alpha \times P_p , \quad (4.1)$$

donde:

S_v : esfuerzo total [lb/pulg²].

S_v' : esfuerzo efectivo [lb/pulg²].

α : coeficiente de Biot [adimensional].

P_p : presión de poro [lb/pulg²].

Esfuerzos in-situ y redistribución de los esfuerzos alrededor de la pared de un pozo: Cuando un pozo es perforado, el estado de esfuerzos en el subsuelo es perturbado al remover un cilindro de roca, el cual está en equilibrio con los esfuerzos del campo, y sustituirlo por una presión hidrostática resultante del peso de la columna del fluido de perforación, surge entonces una concentración de esfuerzos alrededor del

pozo, y se redistribuyen en tres esfuerzos, denominados esfuerzos in-situ: radial σ_r , tangencial σ_θ y axial σ_a , como se observa en la **Figura 4.2**.

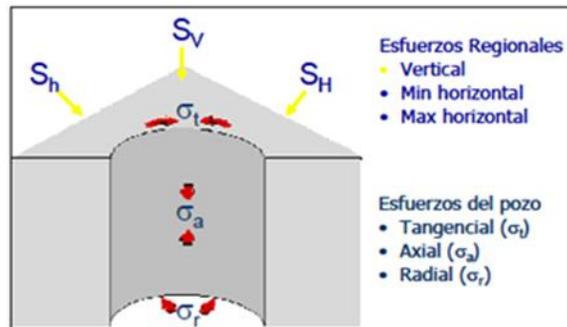


Figura 4.2 Esfuerzos principales versus esfuerzos in-situ

En la figura 4.2 se observa que el esfuerzo radial σ_r actúa en dirección perpendicular a la pared del agujero, el esfuerzo tangencial σ_θ es orientado tangencialmente a la circunferencia del agujero y el esfuerzo axial σ_a en la dirección del eje del agujero.

La magnitud de los esfuerzos in-situ, está controlada por la densidad del fluido de perforación, los esfuerzos principales del campo y la trayectoria direccional del pozo (azimut y desviación), por lo que estos esfuerzos controlan la estabilidad mecánica del agujero.

Dependiendo de la magnitud de los esfuerzos en la vecindad del pozo, este puede sufrir 2 tipos de fallas:

- 1.- Ovalización del agujero (Breakout en inglés):** Se tendrá derrumbe en dirección del esfuerzo horizontal menor (S_h), fenómeno que es llamado breakout, se presenta en lados opuestos del pozo, llevando al pozo a tomar una sección transversal elíptica, cuando la densidad del fluido de perforación es demasiado baja.

2.-Fracturas inducidas durante la perforación: Se dan a lo largo de la dirección del esfuerzo horizontal máximo (S_H) cuando la densidad del lodo es demasiado elevada.

Los esfuerzos in-situ (para un pozo de menos de 10° de desviación) pueden ser calculados con las ecuaciones 4.2 – 4.5.

$$\sigma'_r = \rho - Pp, \quad (4.2)$$

$$\sigma'_{\theta \text{ dirección } S_h} = 3S'_h - S'_H - (\rho - Pp), \quad (4.3)$$

$$\sigma'_{\theta \text{ dirección } S_H} = 3S'_H - S'_h - (\rho - Pp), \quad (4.4)$$

$$\sigma'_a = Sv - Pp, \quad (4.5)$$

donde:

' : indica esfuerzo efectivo.

Esfuerzo y gradiente de sobrecarga: Es aquella presión total generada por el peso de las formaciones superiores.

Esfuerzo y gradiente de fractura (GF): Es la presión dentro del pozo que lleva al fracturamiento de las formaciones.

Esfuerzo y gradiente de colapso inferior (SFG): Es la mínima presión que mantiene a las paredes del pozo estables, evitando así un desmoronamiento parcial o total.

Esfuerzo y gradiente de colapso superior (SHG): Es el máximo estado de presión en el pozo que mantiene a las paredes del pozo estables, evitando un desmoronamiento parcial o total.

4.1.3 Comportamiento mecánico de la roca y criterio de resistencia

La teoría elástica es la más sencilla y ampliamente utilizada para la elaboración de estudios de geomecánica, esta teoría asume que existe una relación lineal única entre esfuerzo y deformación, con lo cual se acepta una restitución del material cuando la carga es retirada.

Para el caso de compresión uniaxial, la relación esfuerzo- deformación se representa como:

$$\sigma_1 = E \varepsilon_1 , \quad (4.6)$$

$$\varepsilon_1 = \frac{\Delta L}{L} , \quad (4.7)$$

donde **E** es conocido como Módulo de Young [Gpa], o constante elástica, y representa la rigidez del material. ε_1 [m] es la deformación, la cual es la relación entre la elongación sufrida (ΔL) y la longitud inicial (L). En la **Figura 4.3** se ilustra la deformación presentada debida a un esfuerzo.

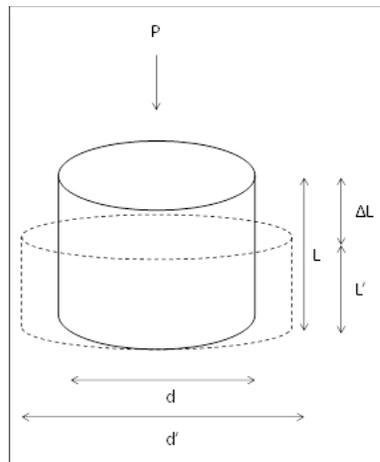


Figura 4.3 Deformación debida a un esfuerzo

La **Relación de Poisson** (γ) es otro parámetro a considerar, hablando de deformaciones, el cual relaciona la deformación longitudinal a lo largo de la aplicación de la carga (contracción) y la deformación lateral (expansión). Esta dada por:

$$\gamma = - \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2}, \quad (4.8)$$

$$\varepsilon_2 = \frac{d-d'}{d}, \quad (4.9)$$

donde:

γ = Relación de Poisson [adimensional].

ε_1 = Deformación longitudinal [m].

ε_2 = Deformación lateral [m].

d = Diámetro inicial [m].

d' = Diámetro final [m].

El signo negativo de la ecuación 4.8 se debe a que la Relación de Poisson siempre es positiva; en nuestra convención la compresión tiene signo positivo, mientras que la expansión tiene signo negativo.

Módulo de corte G: Representa la resistencia del material a la deformación por esfuerzos de cizalla.

$$G = \frac{E}{2(1+\gamma)}, \quad (4.10)$$

donde:

G = Módulo de corte [Gpa].

E = Módulo de Young [Gpa].

γ = Relación de Poisson [adimensional].

ε_2 = Deformación lateral [m].

Módulo volumétrico K: Representa la variación volumétrica respecto al esfuerzo principal.

$$K = \frac{E}{3(1-2\gamma)}, \quad (4.11)$$

donde:

K = Módulo de volumétrico [Gpa].

E = Módulo de Young [Gpa].

γ = Relación de Poisson [adimensional].

Coefficiente de Biot α : Parámetro que describe la relación entre la consistencia de la roca y la compresibilidad de la misma. Para fines prácticos se considera igual a 1, o se puede calcular con la ecuación 4.12.

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_s}, \quad (4.12)$$

donde:

α = Coeficiente de Biot [adimensional].

K = módulo de volumen del material [Gpa].

K_s = módulo de volumen de matriz de la roca [Gpa].

Las propiedades elásticas de la roca pueden determinarse de 2 formas:

-
- **Dinámica:** Las propiedades dinámicas elásticas se calculan a partir de las ecuaciones de propagación de las ondas acústicas en un medio sólido. Se calculan a partir de la densidad de la roca, tiempo de tránsito compresional (d_{tc}) y de corte (d_{ts}).
 - **Estática:** Las propiedades estáticas elásticas son medidas directamente de pruebas de laboratorio.

Dado que las pruebas de laboratorio no están siempre disponibles, existen en la literatura correlaciones para estimar las propiedades elásticas estáticas a partir de las dinámicas.

El **Círculo de Mohr** es utilizado para representar un estado de esfuerzos de la roca sobre un plano, en cualquier ángulo desde la dirección del esfuerzo máximo. La envolvente de falla de Mohr es utilizada frecuentemente para predecir una ventana operativa de la densidad del fluido de perforación.

La representación de Mohr–Coulomb permite graficar de manera sencilla los esfuerzos normales σ_n y de corte τ que actúan sobre un plano orientado con un ángulo β , resultado de los esfuerzos principales σ_v (S_v) y σ_h (S_h), representados en la **Figura 4.4**.y **Figura 4.5**

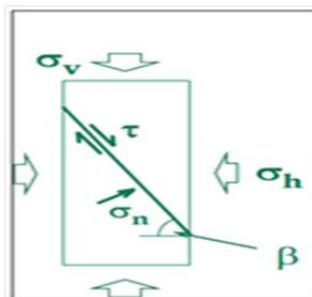


Figura 4.4 Estado de esfuerzos

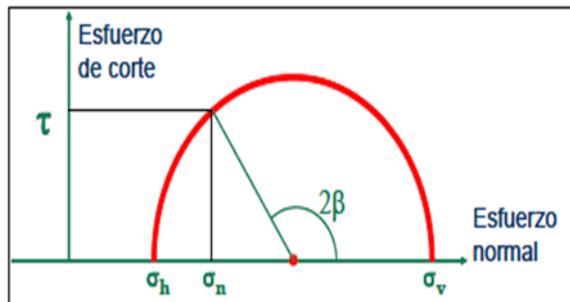


Figura 4.5 Estado de esfuerzos Mohr-Coulomb

Resistencia de la roca: representa la capacidad de ésta a resistir la ruptura. Una roca puede fallar cuando se somete a tensión, corte o compresión hidrostática. Dependiendo de su comportamiento cohesivo y friccionante. Los dos parámetros más utilizados en la industria petrolera, para determinar la resistencia de la roca son: La resistencia de compresión sin confinamiento (UCS) y el ángulo de fricción (ϕ).

La determinación de estos parámetros en laboratorio consiste en realizar una serie de ensayos tri-axiales a diferentes presiones de confinamiento (S'_h –presión de confinamiento). La fuerza de ruptura en el ensayo sin presión de confinamiento (S'_h) corresponde al UCS (**Figura 4.6**). La pendiente que forman los diferentes círculos de Mohr para diferentes ensayos con diferentes presiones de confinamiento corresponde al ángulo de fricción de la roca (ϕ).

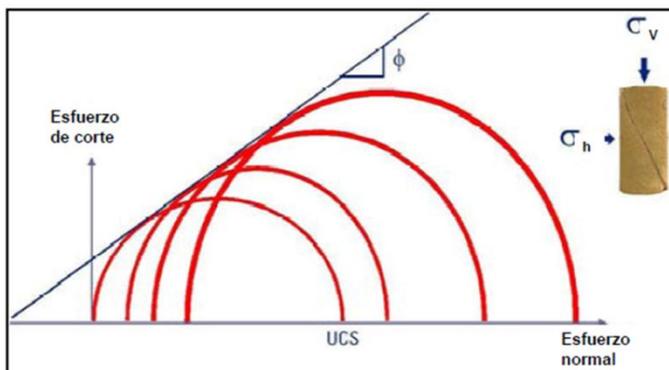


Figura 4.6 Ensayos triaxiales de Mohr-Coulomb

Criterio de falla o de ruptura de la roca: El criterio más común, en la industria petrolera, es el criterio de Mohr-Coulomb. Este criterio permite evaluar la resistencia de la roca durante la perforación de pozos, el criterio de falla o ruptura está dado por la ecuación:

$$\sigma_1 = UCS + \sigma_3 \cdot \tan^2 \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\varphi}{2} \right), \quad (4.13)$$

donde:

σ_1 = Esfuerzo mayor [lb/pulg²].

σ_3 = Esfuerzo menor [lb/pulg²].

φ = Angulo de fricción [lb/pulg²].

UCS = Resistencia uniaxial a la compresión [lb/pulg²].

Cuando el círculo que representa el estado de esfuerzos, está en contacto con la línea definida por la ecuación 4.13, como se muestra en la **Figura 4.7**, el criterio de Mohr Coulomb predice ruptura.

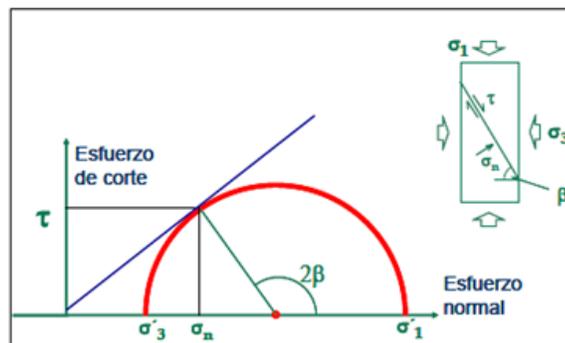


Figura 4.7 Representación de Mohr Coulomb al inicio de ruptura de la roca.

Condiciones de ruptura alrededor del agujero: Los esfuerzos in situ o alrededor del pozo (radial, tangencial y axial), controlan las rupturas alrededor del pozo como fractura inducida y derrumbe, las cuales pueden ser observadas en los registros de imágenes.

Ruptura en tensión de la roca (pérdida de circulación): La ruptura en tensión de la roca se observa cuando uno de los esfuerzos in situ del pozo es más grande que la resistencia a la tensión de la roca como se observa en la **Figura 4.8**.

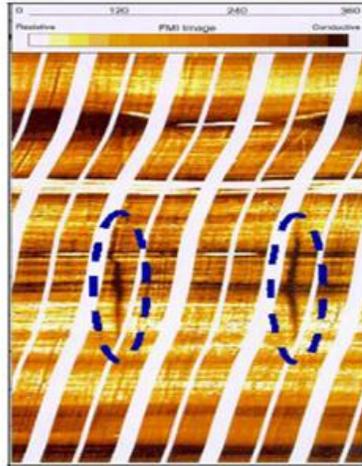


Figura 4.8 Fractura inducida detectada con el registro de imágenes.

Analizando las pruebas de goteo extendidas (LOT, Leak Off Test, por sus siglas en inglés), de 2 ciclos, son un método para determinar la resistencia a la tensión de la roca. La diferencia entre la presión máxima de fractura de la roca del primer ciclo (Gradiente de Fractura) y la presión de re-apertura de las fracturas del segundo ciclo corresponde localmente a la fuerza de tensión de la roca, en la **Figura 4.9** se observa el esquema de una prueba de goteo de 2 ciclos.

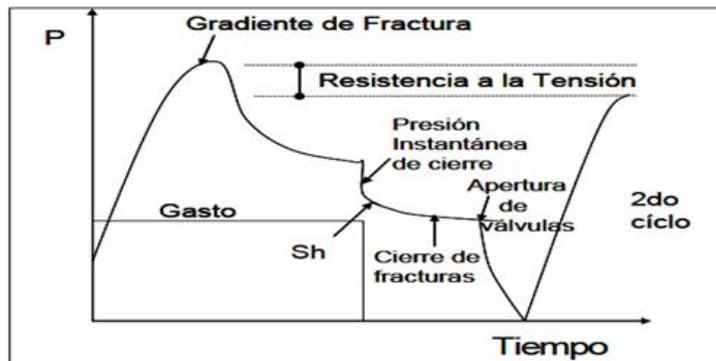


Figura 4.9 Prueba de goteo de dos ciclos.

Ruptura en compresión de la roca (ovalización): La ruptura en compresión de la roca se observa cuando dos de los tres esfuerzos in-situ, alrededor del pozo, cumplen el criterio de falla establecido por la ecuación 4.13.

Las ovalizaciones más comunes corresponden a la ruptura de la formación que ocurre cuando el esfuerzo máximo en compresión es el esfuerzo tangencial y el esfuerzo mínimo en compresión es el esfuerzo radial (densidad baja del fluido de perforación).

En un pozo vertical, los derrumbes se ubican en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo (S_h) a 90° de la localización de las fracturas inducidas.

4.1.4 Dirección de los esfuerzos horizontales

La dirección de los esfuerzos principales dependerá de muchos factores, entre los que destaca el régimen en que se encuentre el área de interés. En la práctica se observa que a poca profundidad el esfuerzo principal mínimo es el vertical. La transición del esfuerzo mínimo principal de un plano vertical a uno horizontal depende de las condiciones regionales de esfuerzos. En un régimen normal, sin embargo, es posible que la dirección del esfuerzo mínimo se presente en un plano horizontal, incluso a poca profundidad. Cambios abruptos en la estructura geológica o la estratigrafía, como la presencia de domos salinos, pueden modificar la dirección de los esfuerzos.

Se puede generar un mapa de dirección de esfuerzos cuando se cuenta con información (a nivel local) de imágenes de pared de pozo y registros de calibración de agujero, como se muestra en la **Figura 4.10**. Cuando no se cuenta con información para determinar de la dirección de esfuerzos horizontales, es posible hacer una estimación en base a la geología estructural del campo, sin embargo, el nivel de incertidumbre en estos casos es alto.

Cuando se tiene un pozo direccional, esta información es de gran importancia, pues la dirección de los esfuerzos es un factor determinante en la ventana de estabilidad del pozo y en la dirección de perforación del mismo, mientras que en los pozos horizontales la mayor aplicación es en referencia a la dirección de los disparos en el proceso de producción.

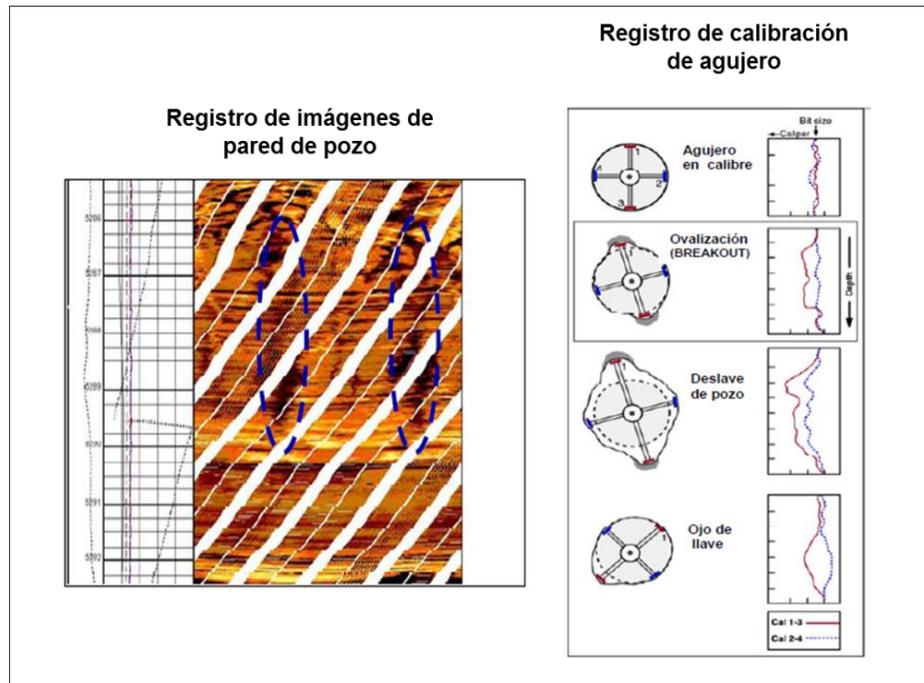


Figura 4.10 Registro de imágenes de pared de pozo y de calibración de agujero.

Un pozo puede volverse inestable si es perforado en una dirección desfavorable, de acuerdo a los esfuerzos in situ de la región. Es por eso que en algunas regiones donde los esfuerzos horizontales son mayores que el vertical, la perforación de un pozo direccional es más conveniente que un pozo vertical.

Este análisis toma en cuenta la incidencia que tiene la dirección y el contraste de los esfuerzos principales que actúan en las paredes del pozo con la trayectoria direccional del pozo, estos parámetros también definen la ventana operativa (densidad del fluido de perforación).

La dirección de los esfuerzos horizontales regionales se determina, en primera instancia, con el régimen tectónico del campo. La teoría Andersoniana, **Anderson, E.M. (1905)**, distingue tres modelos de falla, como se muestra en la **Figura 4.11**.

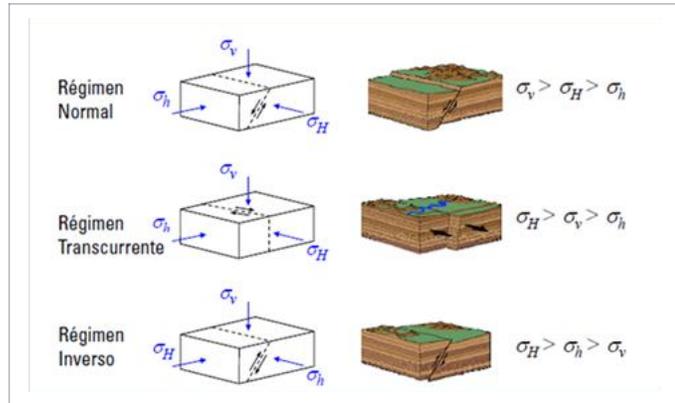


Figura 4.11 Régimen tectónico de un campo.

Otra alternativa para obtener la dirección de los esfuerzos, es consultar el mapa disponible de las direcciones de los esfuerzos en el mundo (World Stress Map).

4.1.5 Magnitud de los esfuerzos horizontales

Los esfuerzos a los que está sometida la roca en el subsuelo varían a lo largo de la historia geológica de la región y se dan bajo un proceso muy complicado de ciclos de compresiones y tensiones, fuerzas tectónicas y efectos térmicos. De esta manera, el conocimiento acerca de los eventos geológicos que dieron origen a la formación, e identificación de los esfuerzos regionales, son datos muy valiosos en el cálculo de los esfuerzos horizontales in-situ.

Los datos de entrada para el cálculo de los esfuerzos son sobrecarga (S), presión de poro (P_p), resistencia a la compresión (UCS), ángulo de fricción (ϕ), Modulo de Young estático (E_{est}), Relación de Poisson estática (Y_{est}), constante de Biot (α) y registros de calibración de agujero. Toda esta información debe ser calibrada y ajustada con eventos de perforación para poder calcular la magnitud de los esfuerzos horizontales.

Esfuerzo horizontal mínimo (S_h)

Para determinar la magnitud de este parámetro, se requiere de la información de pruebas de goteo (LOT) o pruebas de fracturamiento hidráulico (minifrac). También es posible utilizar datos de cuando se presenta una pérdida de circulación en el pozo, estimando la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo, al conocer la densidad requerida para controlar el evento. Si no se contara con ninguno de estos datos directos, se hace uso de métodos indirectos, ecuaciones 4.14 y 4.15:

1. Esfuerzo horizontal debido una deformación elástica uniaxial.

$$S_h = S_H = \frac{(v)}{(1-v)} S_v + P_p \frac{(1-2v)}{(1-v)}, \quad (4.14)$$

2. Esfuerzo horizontal mínimo debido a deformaciones elásticas horizontales.

$$S_h = \frac{(v)}{(1-v)} S_v + P_p \frac{(1-2v)}{(1-v)} + \frac{E}{(1-v^2)} \epsilon_h + \frac{(E \cdot v)}{(1-v^2)} \epsilon_H, \quad (4.15)$$

donde:

S_h = Esfuerzo horizontal mínimo [lb/pulg²].

S_H = Esfuerzo horizontal máximo [lb/pulg²].

S_v = Esfuerzo vertical [lb/pulg²].

P_p = Presión de poro [lb/pulg²].

v = Relación de Poisson [adimensional].

E = Módulo de Young [Gpa].

ϵ_h = Deformación causada por el esfuerzo horizontal mínimo, para este cálculo, igual a 0.00001.

ϵ_H = Deformación causada por el esfuerzo horizontal máximo, para este cálculo, igual a 0.00001.

Esfuerzo horizontal máximo (S_H)

En regiones tectónicamente activas se asocia con áreas que presentan fallas, domos salinos, plegamientos, etc. Estos hechos provocan que el área no este relajada y que los esfuerzos horizontales efectivos sean diferentes y que produzcan deformaciones horizontales. Por lo que el esfuerzo horizontal máximo se calcula con la ecuación 4.16:

$$S_H = \frac{(\nu)}{(1 - \nu)} S_v + P_p \frac{(1 - 2\nu)}{(1 - \nu)} + \frac{E}{(1 - \nu^2)} \epsilon_H + \frac{(E \cdot \nu)}{(1 - \nu^2)} \epsilon_h, \quad (4.16)$$

donde:

S_H = Esfuerzo horizontal máximo [lb/pulg²].

S_v = Esfuerzo vertical [lb/pulg²].

P_p = Presión de poro [lb/pulg²].

ν = Relación de Poisson [adimensional].

E = Módulo de Young [Gpa].

ϵ_h = Deformación causada por el esfuerzo horizontal mínimo, para este cálculo, igual a 0.00001.

ϵ_H = Deformación causada por el esfuerzo horizontal máximo, para este cálculo, igual a 0.00001.

Dependiendo del tipo de régimen de falla, mostrado en la figura 4.19 (normal, inversa o por deslizamiento), para un régimen normal el esfuerzo máximo horizontal debe ser menor que el vertical ($S_v > S_H$). Por el contrario, para inversa y deslizante debe ser mayor ($S_H > S_v$). De esta manera, conociendo la magnitud del esfuerzo vertical y mínimo horizontal, la magnitud del esfuerzo máximo se puede determinar ajustando los valores del esfuerzo máximo y la resistencia de la roca, por ensayo y error, hasta que se cumplan los siguientes criterios:

-
- El modelo debe predecir los derrumbes identificados con las ovalizaciones, del registro de calibración orientado o de imágenes.
 - El modelo no debe predecir ovalizaciones en zonas donde el registro de calibración no las marque.
 - El modelo debe predecir los eventos de pérdida de circulación.

La relación entre el esfuerzo mínimo y máximo puede variar dependiendo de la litología y la tectónica del área.

4.1.6 Resistencia a la compresión uniaxial (UCS) y ángulo de fricción interna (ϕ)

La resistencia uniaxial a la compresión y el ángulo de fricción interna son parámetros clave en la determinación de problemas de estabilidad mecánica durante la perforación y la producción: estabilidad de la pared del pozo, producción de sólidos, determinación de la magnitud de esfuerzos de ruptura.

Las correlaciones utilizadas para los parámetros de resistencia pueden ser validadas con los registros de calibración de agujero y con puntos identificados de derrumbe. El modelo de resistencia de la roca debe ser evaluado considerando el comportamiento litológico de las rocas base arcillas y rocas base arena. Generalmente, estos datos son tomados en laboratorio para la obtención de un modelo con una menor incertidumbre.

Los resultados de pruebas de compresión en un mismo tipo de roca y evaluaciones para distintos de valores de tensión de confinamiento (ensayos uniaxiales y triaxiales) dan los puntos de calibración necesarios para la determinación del ángulo de fricción interna. En referencia a las correlaciones obtenidas de UCS y ϕ a partir de registros de pozo u otros parámetros se encuentran gran cantidad de publicaciones, artículos y tesis al respecto. La **Tabla 4.4** muestra valores de resistencia de la matriz rocosa sana y la **Tabla 4.5** valores típicos de cohesión y ángulo de fricción interna para roca sana.

Tabla 4.4 Valores de resistencia de la matriz rocosa sana (Zobak et al. 2004)

Valores de resistencia de la matriz rocosa sana			
Roca sana	UCS (kg/cm ²)**		Resistencia a la Tracción* (kg/cm ²)
	Valores medios	Rango de valores	
Andesita	2,100 - 3,200	1,000 - 5,000	70
Anhidrita	900	800 - 1,300	60 - 120
Arenisca	550 - 1,400	300 - 2,350	50 - 200
Basalto	800 - 2,000	600 - 3,500	50 - 250
Caliza	600 - 1,400	500 - 2,000	40 - 300
Cuarcita	2,000 - 3,200	1,000 - 5,000	100 - 300
Dolomía	600 - 2,000	500 - 3,500	50 - 250
Esquisto	300 - 600	200 - 1,600	20 - 55
Gneiss	600 - 2,000	500 - 2,500	50 - 200
Granito	700 - 2,000	500 - 3,000	70 - 250
Limolita	--	350 - 2,500	27
Lutita	200 - 400	100 - 900	15 - 100
Marga	300 - 700	200 - 900	
Mármol	1,200 - 2,000	600 - 2,500	65 - 200
Pizarra	400 - 1,500	300 - 2,000	70 - 200
Sal	120	50 - 300	
Toba	--	100 - 460	10 - 40
Yeso	250	100 - 400	10 - 25

Tabla 4.5 Valores de cohesión y ángulo de fricción interna para roca sana (Zobak et al. 2004)

Valores típicos de cohesión y ángulo de fricción interna para roca sana		
Roca	c (kg/cm ²)	φ (°)
Andesita	280	45
Arenisca	80 - 350	30 - 50
Basalto	200 - 600	48 - 55
Caliza	50 - 400	35 - 50
Caliza margosa	10 - 60	30
Cuarcita	250 - 700	40 - 55
Dolomía	220 - 600	25 - 35
Esquisto	250	25 - 30*
	20 - 150*	20 - 30*
Gneiss	150 - 400	30 - 40
Granito	150 - 500	45 - 58
Mármol	150 - 350	35 - 45
Lutita	30 - 350	40 - 60
	--	15 - 25*
Pizarra	100 - 500	40 - 55
	<100*	15 - 30*
Toba	7	--
Yeso	--	30

4.1.7 Gradiente de colapso inferior y superior

Gradiente de colapso inferior

La estimación del gradiente de colapso requiere un amplio conocimiento del comportamiento mecánico de las rocas en el subsuelo. Para su cálculo es necesario:

- Contar con las características mecánicas y elásticas de las rocas que serán perforadas, de manera que se establezcan los límites de resistencia.
- Por otro lado, se debe establecer el estado de tensiones actuantes alrededor del pozo que podrían llevarlo a la falla.
- Finalmente, se compara el estado de tensiones alrededor del pozo con el criterio de falla elegido (Mohr-Coulomb).

En el caso de falla por colapso inferior asumimos que se presenta un esfuerzo efectivo tangencial mayor que los otros dos esfuerzos efectivos principales ($\sigma'_1 > \sigma'_2 > \sigma'_3$) y un esfuerzo radial muy bajo ($\sigma'_\theta > \sigma'_z > \sigma'_r$).

Aplicando el criterio de Mohr Coulomb y sustituyendo los términos de esfuerzo radial y tangencial:

$$\sigma'_\theta = UCS + \sigma'_r \cdot \text{tag}^2\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\varphi}{2}\right), \quad (4.17)$$

donde:

σ'_θ = Esfuerzo tangencial [lb/pulg²].

σ'_r = Esfuerzo radial [lb/pulg²].

φ = Ángulo de fricción [lb/pulg²].

Sabemos que el esfuerzo radial está en función del peso del lodo, que es la única variable que podemos controlar. Así, si se obtiene el peso de lodo crítico para que ocurra el colapso, sabremos también el gradiente. Sustituyendo el término de σ_θ en $\theta = 90^\circ$ (esfuerzo tangencial máximo) y despejando el valor de presión (único que determina el valor de σ_r) tenemos:

$$P_{CI} = \frac{3S_H - S_h - UCS + Pp(\text{tag}^2 \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\varphi}{2}\right) - 1)}{\text{tag}^2 \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\varphi}{2}\right) + 1}, \quad (4.18)$$

donde:

P_{CI} = Presión de colapso inferior [lb/pulg²].

p_p = Presión de poro [lb/pulg²].

φ = Ángulo de fricción [radianes].

S_H = Esfuerzo horizontal máximo [lb/pulg²].

S_h = Esfuerzo horizontal mínimo [lb/pulg²].

UCS = Resistencia uniaxial a la compresión [lb/pulg²].

Gradiente de colapso superior

En el caso de falla por colapso superior, se presenta un esfuerzo efectivo radial mayor que los otros dos esfuerzos efectivos principales ($\sigma'_1 > \sigma'_2 > \sigma'_3$), y un esfuerzo tangencial muy bajo ($\sigma'_r > \sigma'_z > \sigma'_\theta$).

De la misma manera que en la deducción del colapso inferior, se aplica el criterio Mohr-Coulomb, se sustituyen los términos de esfuerzo radial y tangencial (σ_θ en $\theta = 90^\circ$) y se despeja el valor de presión:

$$\sigma'_r = UCS + \sigma'_\theta \cdot \text{tag}^2\left(\frac{\varphi}{4} + \frac{\varphi}{2}\right), \quad (4.19)$$

$$P_{Cs} = \frac{UCS + (3S_H - S_h - P_p) \cdot \text{tag}^2\left(\frac{\varphi}{4} + \frac{\varphi}{2}\right) + P_p}{\text{tag}^2\left(\frac{\varphi}{4} + \frac{\varphi}{2}\right) + 1}, \quad (4.20)$$

donde:

P_{Cs} = Presión de colapso superior [lb/pulg²].

p_p = Presión de poro [lb/pulg²].

φ = Ángulo de fricción [lb/pulg²].

S_H = Esfuerzo horizontal máximo [lb/pulg²].

S_h = Esfuerzo horizontal mínimo [lb/pulg²].

σ'_θ = Esfuerzo tangencial [lb/pulg²].

UCS = Resistencia uniaxial a la compresión [lb/pulg²].

En términos del fluido de perforación, para alcanzar las fallas de orden superior (fractura y colapso) se requiere un aumento de presión en el pozo, mientras que para las fallas de orden inferior debe presentarse una disminución de la presión en el pozo.

En el caso de la fractura, los esfuerzos alcanzan valores de tensión, y en el caso de colapso, los esfuerzos alcanzan valores de cortante.

4.2 Etapa 4: Eventos ocurridos durante la perforación considerados en el análisis

- Atrapamientos
- Derrumbes de formación
- Embolamiento de la barrena
- Empacamiento de la sarta de perforación

-
- Fricciones
 - Influjos de agua, gas y escurrimiento
 - Quiebre en la velocidad de perforación
 - Resistencias
 - Pegadura por presión diferencial
 - Pérdida de circulación (parcial o total)
 - Pez
 - Prueba de goteo (LOT, Leak Off Test, por sus siglas en inglés)
 - Pruebas de integridad de la formación o de admisión (FIT, Formation Integrity Test, por sus siglas en inglés)
 - Desvío de pozo (side track y/o ventana)

Los eventos ocurridos durante la perforación de cada uno de los pozos del bloque III del campo T, fueron identificados en el análisis realizado en el capítulo III.

Las tablas 4.6 – 4.8 muestran los eventos identificados en los pozos T-101, T-102 y T-123, respectivamente; se identifica el tipo de evento, era geológica, profundidad, densidad del fluido de control al momento del evento, densidad del fluido de control con la que se trabajó el evento ocurrido. La identificación y clasificación de estos eventos es importante para la calibración de las ventanas operativas.

La **Tabla 4.6** muestra los eventos identificados en la perforación del pozo T-101, dentro de los de mayor impacto en el NPT tenemos dos desvíos de pozo (Mioceno y KM) y la apertura de dos ventanas (Paleoceno y KSAN), tres de estos desvíos se debieron al atrapamiento de sartas y uno al degollamiento de una herramienta tubular. Los cuatro desvíos del pozo contribuyeron de manera significativa al incumplimiento, en tiempo y costo del proyecto.

Como se analizó en el capítulo anterior, se requirieron de 480 días para la perforación del pozo, de los cuales el 61% (295 días) corresponden al NPT.

Tabla 4.6 Eventos identificados durante la perforación del pozo T-101.

Evento	Era geológica	Profundidad (m)		Densidad (gr/cm ³)		Observaciones
		Perforada	Evento	Evento	Control	
Atrapamiento	Mioceno	1530	1530	1.36	1.5	Perforó a 1530 metros observó atrapamiento, trabajó sin lograr liberar.
Side track 1	Mioceno	1530	1029	1.35	1.35	Colocó TxC a 1029 metros y efectuó side track en agujero descubierto de 17 ¹ / ₂ ".
Atrapamiento	Mioceno	2359	2359	1.5	1.54	Aumentó densidad.
Fricciones	Mioceno	2466	2466	1.54	1.54	Repasó agujero.
Fricciones	Mioceno	3257	3257	1.58	1.61	Repasó agujero.
Atrapamiento	Mioceno	3400	3400	1.6	1.6	Trabajó y liberó sarta.
LOT	Mioceno	3415	3415	1.3	2.23	Efectuó prueba de goteo (LOT) dando un gradiente de 2.23 gr/cm ³ .
Fricciones	Mioceno	3972	3972	1.85	1.87	Repasó agujero.
Atrapamiento	Mioceno	4035-4049	4035-4049	1.9	1.93	Aumentó densidad
Atrapamiento	Mioceno	4195	4195	1.93	1.93	Trabajó y liberó sarta.
Fricciones	Mioceno	4277	4277	1.93	1.95	Repasó agujero.
Atrapamiento	KSM	4900	4900	1.95	1.95	Trabajó y liberó sarta.
Fricciones	KSM	4800-4829	4800-4829	1.95	1.95	Repasó agujero.
Fricciones	KSM	4800-4858	4800-4858	1.95	1.99	Repasó agujero.
Atrapamiento	Paleoceno	4876	4876	1.99	2.02	Aumentó densidad sin lograr bajar la TR de 9 ⁷ / ₈ " a fondo perforado (4976 m)
Atrapamiento	KM	5408	5408	1.31	1.3	Pega diferencial, bajó densidad y liberó.
Gasificación	KSSF	5131	5131	1.3	1.3	Observó gasificación durante operación de pesca.
Pez	KM	5418	5418	1.3	1.3	Perforó a a 5418 metros, observó sarta atrapada, trabajó misma sin liberar.
Side track 2	KM	5418	5195	1.3	1.3	Ancló cuchara a 5202 metros (agujero de 8 ¹ / ₂ ") y efectuó side track de 5191-5200 metros.
Atrapamiento	KSAN-KM	5304-5353	5353	1.22-1.05	1.22-1.05	Bajó densidad a 1.05 gr/cm ³ , trabajó sarta liberando la misma.
Quiebre en velocidad de penetración	KM-KINF	5404-5553	5553	0.98	0.98	Perforó da 5553 m, donde suspende por bajo ROP.
Pérdida	KINF	5553-5659	5659	0.98-0.87	0.98-0.87	Perforó a 5587 m, suspende por pérdida de fluido de control.
Atrapamiento	Paleoceno	5659	4880	0.85	0.85	Tocó resistencias a 4975 m y 5008 m, repasó agujero a 4885 m, observó intento de atrapamiento, levantó sarta a 4880 m, donde observó sarta atrapada, trabajó sarta liberando, sacó a superficie observando piñon del drill collar degollado.
Fricciones	Paleoceno	5659	4875-4882	1.2	1.2	Sacó barrena a superficie.
Resistencia	Paleoceno	5659	4884-4889	1.35	1.4	Intentó reconocer agujero perforado sin éxito.
Ventana	Paleoceno	4812-4818	4818	1.4	1.4	Ancló cuchara a 4796.18 metros (TR de 9 ⁷ / ₈ "), abrió ventana de 4812 a 4818 m.
Atrapamiento	KSAN-KM	5263-5376	5376	1.12	1.18	Perforó a 5376 m, repasó por observar resistencias a 5368 m, levantó barrena a 5364 m, bajó sarta con circulación e intentó rotar sin éxito, observando sarta atrapada.
Pez	KM	5376	5376	1.12	1.18	Efectuó string shot a 5311 metros.
Ventana	KSAN	5294-5301	5301	1.3	1.3	Ancló cuchara a 5299 metros, abrió ventana (TR de 7 ⁵ / ₈ ") de 5295-5298 metros.
Quiebre en velocidad de penetración	KSAN-KM	5301-5455	5455	0.95	0.95	Perforó construyendo side track a 5445 m y sacó barrena a superficie por bajo ROP.
Pérdida	KM-KINF	5692-5766	5766	0.95	0.95	Perforó a 5766 metros observando pérdida parcial de fluido de control.
Pérdida	KM-KINF	5841	5830	0.9	0.7	Aumentó gasto de nitrógeno a 25 m ³ /min.

La **Tabla 4.7** muestra los eventos ocurridos durante la perforación del pozo T-102, registrándose un side track a 1268 metros (Mioceno) como consecuencia de un pez por degollamiento de herramienta direccional. Se presentaron una serie de atrapamientos a diferentes profundidades que, en su mayoría, fueron contrarrestados con incrementos de densidad y, en menor grado, trabajando la sarta de perforación. Se presentaron pérdidas de fluido de control, haciendo necesario el bombeo de material obturante. Un segundo degollamiento de herramientas tubulares se presentó a 3985 metros (Mioceno) donde las operaciones de pesca se realizaron con éxito.

Tabla 4.7 Eventos identificados durante la perforación del pozo T-102.

I	Era geológica	Profundidad (m)		Densidad (gr/cm ³)		Observaciones
		Perforada	Evento	Evento	Control	
Atrapamiento	Plio-pleistoceno	255	255	1.17	1.2	Aumentó densidad.
Fricciones	Mioceno	1125	1125	1.3	1.32	Aumentó densidad.
Pez	Mioceno	1268	1268	1.35	1.35	Suspende perforación por pérdida de presión, sacó sarta a superficie observando orientador degollado (LP 19.5 m y BP 1258), intentó recuperar sin éxito.
Side track	Mioceno	1268	1268	1.35	1.35	Efectuó side track por pez de 1177-1180 metros.
Pérdida	Mioceno	1333	1333	1.4	1.4	5 m ³ , bombea baches antipérdida.
Torque	Mioceno	1532	1532	1.5	1.52	Aumentó densidad.
Torque	Mioceno	2917	2917	1.58	1.6	Aumentó densidad.
Torque	Mioceno	2955	2955	1.6	1.62	Aumentó densidad.
Torque	Mioceno	3004	3004	1.62	1.66	Aumentó densidad.
LOT	Mioceno	3307	3307	1.8	2.28	Efectuó prueba de goteo (LOT) dando un gradiente de 2.28 gr/cm ³ .
Pez	Mioceno	3985	3985	1.92	1.92	Drill collar degollado, realizó pesca con éxito.
Torque	Mioceno	4215	4215	1.94	1.96	Aumentó densidad.
Atrapamiento	Paleoceno	4858	4858	1.99	2.01	Aumentó densidad.
Atrapamiento	Paleoceno	4868	4868	2.02	2.02	Trabajó sarta.
Gasificación	Mioceno	4000	4000	2.03	2.03	Al efectuar viaje de reconocimiento por resistencia con sonda de registros observó densidad de salidad de 1.94 gr/cm ³ .
Pérdida	KSM	5134	5134	2.03		Durante la cementación observó pérdida parcial de 8 m ³ .
Pérdida	KSM	5206-5212	5206-5212	1.05	1.05	3 m ³ , bombeó baches antipérdida.
Pérdida	KSSF	5291	5291	1.05	1.05	4 m ³ , bombeó baches antipérdida.
Pérdida	KSSF	5332	5332	1.05	1.05	4 m ³ , bombeó baches antipérdida.
Pérdida	KSSF	5352	5352	1.05	1.05	4 m ³ , bombeó baches antipérdida.
Atrapamiento	KM	5428	5428	1.05	1.05	Trabajó sarta.
Atrapamiento	KM	5450	5450	1.05	1.05	Trabajó sarta.
Atrapamiento	KM	5401	5401	0.92	0.92	Trabajó sarta.

Durante la perforación del pozo T-123, dos desvíos de pozo fueron necesarios (KSM y KM), como se observa en la **Tabla 4.8**, en el primer caso la ventana se debió a un prematuro asentamiento de la TR de 10 1/8" en el Paleoceno (zona de presión alta) y en la etapa siguiente se intentó perforar con una densidad de 0.95 gr/cm³, la cual fue insuficiente para mantener la estabilidad del agujero, la TR de 7" fue asentada a una

profundidad de 5473 metros desarrollados (base del KSF) y se perforó con una densidad del fluido de control de 2.03 gr/cm³.

Tabla 4.8 Eventos identificados durante la perforación del pozo T-123.

Evento	Era geológica	Profundidad (m)		Densidad (gr/cm ³)		Observaciones
		Perforada	Evento	Evento	Control	
Resistencia	Plio-pleistoceno	32-60	32-60	1.1	1.12	Aumentó densidad.
Resistencia	Plio-pleistoceno	395	395	1.2	1.2	Aumentó densidad.
Resistencia	Plio-pleistoceno	507	507	1.3	1.3	Repasó agujero.
Pérdida	Mioceno	1050	620	1.3	1.3	10 m ³ , bombea baches antiperdida.
Resistencia	Mioceno	1050	930	1.3	1.3	Repasó agujero.
Prueba de formación	Mioceno	1065	1065	1.36	1.65	Efectuó prueba de formación dando un gradiente de 1.65 gr/cm ³ .
Resistencia	Mioceno	1637	1543	1.41	1.43	Aumentó densidad.
Torque	Mioceno	1824-1914	1824-1914	1.43	1.44	Aumentó densidad.
Resistencia	Mioceno	2033	1051	1.45	1.48	Aumentó densidad.
Pérdida	Mioceno	2937	2937	1.58	1.58	19 m ³ , bombea baches antiperdida.
Pérdida	Mioceno	3109	3109	1.6	1.6	8 m ³ , bombea baches antiperdida.
Pérdida	Mioceno	3300	3300	1.6	1.6	12 m ³ , bombea baches antiperdida.
LOT	Mioceno	3315	3315	1.8	1.3	Efectuó prueba de goteo (LOT) dando un gradiente de 2.30 gr/cm ³ .
Pérdida	Mioceno	3577	3577	1.84	1.8	Bajó densidad y bombeó serie de baches antiperdida.
Torque	Mioceno	4110	4110	1.86	1.88	Aumentó densidad.
Resistencia	Mioceno	4626	3403	1.99	1.99	Repasó agujero.
Torque	Mioceno	4626	4250	1.99	2	Aumentó densidad.
Atrapamiento	Oligoceno	4784	4784	2.03	2.05	Aumentó densidad y trabajó sarta con éxito.
Atrapamiento	Eoceno	5171	4940	2.03	2.05	Aumentó densidad y trabajó sarta con éxito.
Fricciones	Paleoceno	5250	5232	2.05	2.05	Repasó agujero.
Resistencia	Paleoceno	5340	4978	2.05	2.05	Repasó agujero.
Resistencia	Paleoceno	5370	5346	0.95	1.02	Intentó reconocer a 5370 m., sin éxito.
Atrapamiento	Paleoceno	5370	5355	1.02	1.1	Aumentó densidad y trabajó sarta con éxito.
Atrapamiento-Torque	KSM	5400	5363-68	1.15	1.5	Aumentó densidad y trabajó sarta con éxito.
Pez	KSM	5431	5384	1.5	1.9	Aumentó densidad y realizó intento de pesca sin éxito (herramienta degollada).
Ventana	KSM	5431	5190	2.05	2.05	Abrió ventana en TR de 10^{1/8}" de 5190-5194 metros.
Pérdida	Paleoceno	5202	5202	2.05	2.03	29 m ³ , Bajó densidad.
Resistencia	KSM	5473	5365	2.03	2.03	Repasó agujero.
Influjo	KSSF	5562	5562	0.95	1.06	Aumentó densidad.
Torque	KSSF	5588	5588	1.06	1.06	Repasó agujero.
Gasificación	KSSF	5637	5637	1.06	1.09	Aumentó densidad.
Gasificación	KM	5940	5940	1.09	1.12	Aumentó densidad (represionando la cabeza rotatoria)
Pérdida	KM	5960	5960	1.09	0.95	Pérdida total de circulación 20 m ³ .
Pérdida	KM	5960	5960	0.82	0.74	Bajó densidad nitrogenando fluido de control.
Atrapamiento-Pez	KM	5983	5941	0.74	0.61	Trabajó sarta liberando, sacó a superficie observando piñón de TP barrido.
Side track	KM	5983	5941	0.96	0.96	Efectuó side track de 5483-5507 m.
Pérdida	KM	5932	5932	0.96	0.6	Pérdida total de circulación.
Atrapamiento	KM	5975	5764	0.6	0.6	Bombeó baches de ácido y trabajó sarta con éxito.
Fricciones	KM	6027	5774-5743	0.6	0.6	Repasó agujero.

4.3 Etapa 5: Ventanas operativas calibradas con eventos ocurridos durante la perforación de los pozos del campo T, bloque III

La evaluación cuantitativa de los gradientes de presión de sobrecarga, de formación y de fractura juega un papel muy importante dentro de la perforación de pozos petroleros. La determinación del gradiente de presión de sobrecarga, de manera adecuada es indispensable para cuantificar eficazmente los gradientes de presión de formación (presión de poro) y de fractura.

La detección de las presiones anormales de formación, es esencial para la planeación de la perforación del pozo, así como durante su ejecución. Algunos de los beneficios que se obtienen al identificar oportunamente las presiones anormales de formación son:

- Reducir la frecuencia y severidad de brotes, y descontroles de pozo.
- Minimizar los atrapamientos por presión diferencial.
- Maximizar el ritmo de penetración (ROP), usando el mínimo peso de lodo equivalente (DEC).
- Reducir el daño a las formaciones productoras, resultante por el uso de densidades de fluido de perforación excesivas e innecesarias.

Cuando estos principios y técnicas de detección son eficientemente aplicados, el pozo puede ser perforado en una forma segura y eficiente, reduciendo el NPT y costo operativo.

El rango donde se mantiene la integridad de la formación es conocido como **ventana operativa**, para determinarla, se grafican todos los gradientes críticos (presión de poro, gradiente de colapso inferior, gradiente de fractura, gradiente de colapso superior y gradiente de sobrecarga) y se establece la región de estabilidad, de acuerdo a la profundidad perforada.

La construcción de la ventana operativa consiste en obtener los gradientes de presión de poro, gradiente de colapso inferior, gradiente de colapso superior, y gradiente de fractura superior, como se muestra en la **Figura 4.12**. La ventana operativa proporcionará las condiciones de perforación seguras (en función de la densidad del fluido de perforación) con las cuales se garantiza la estabilidad del pozo.

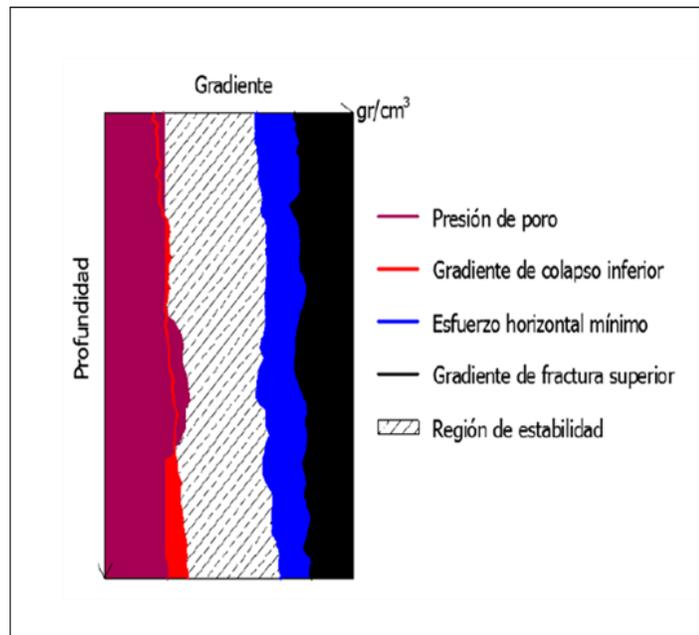


Figura 4.12 Ventana operativa (Schlumberger 2015)

Las manifestaciones de inestabilidad en el pozo proporcionan información valiosa cuando se presentan. Con los datos conocidos de densidad y tipo de fluido de control, litología, presión en el pozo y profundidad de los eventos, se pueden determinar las condiciones y los esfuerzos que los generan, definiendo **puntos de calibración** de nuestras geopresiones.

En la **Figura 4.13** se tiene el gradiente de ovalización por ruptura de la pared del pozo y fracturamiento, mostrando la densidad estática equivalente (DEE) y la densidad de circulación equivalente (DEC). El pozo se mantiene estable cuando la DEE y la DEC se mantienen dentro de la ventana segura (barra verde).

Si la densidad del fluido de control está por debajo de la presión de poro o por encima de la presión de fractura, el pozo puede colapsarse o la formación fracturarse, respectivamente, lo que constituye una condición severa de pérdida de control de pozo.

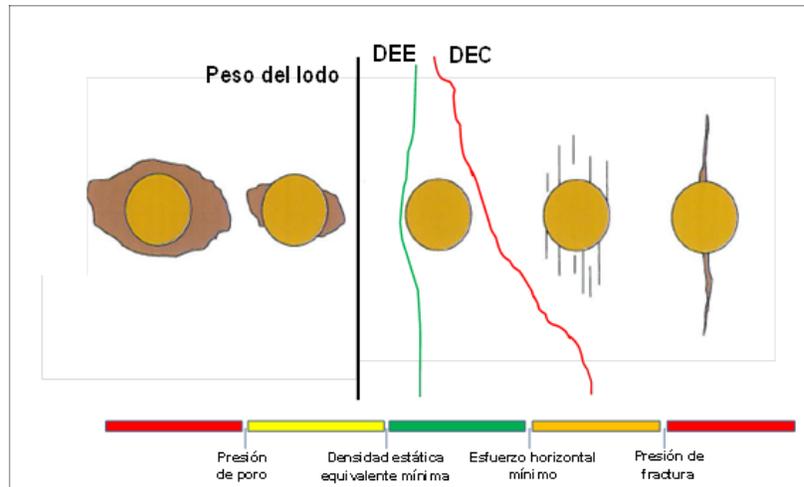


Figura 4.13 Gradiente de ovalización por ruptura de la pared del pozo (Schlumberger 2015).

En el presente estudio mostraremos el análisis de las geopresiones para cada uno de los pozos del campo T bloque III, calculadas con el apoyo de un software, el cual permite, a partir de información de registros eléctricos (rayos gama, resistividad, sísmico y densidad), determinar el gradiente de sobre carga (OBG), la presión de poro (P_P) y el gradiente de fractura (F_G) para pozos existentes y/o propuestos.

Las curvas de geopresiones obtenidas son de gran utilidad para los ingenieros de diseño y de operación. Una subestimación de las geopresiones se traduce en **NPT** en el que se solucionarían los problemas no previstos, y, en el peor de los casos, **pérdida del pozo**. Por otro lado, una sobreestimación de las geopresiones implica elevar los costos operativos y de diseño.

4.3.1 Metodología para la determinación de la ventana operativa.

La metodología consta de 5 etapas:

Etapa 1: Determinar la presión de sobrecarga.

Etapa 2: Definir los intervalos de lutitas limpias, selección de puntos de lutitas y línea de tendencia de compactación normal.

Etapa 3: Determinar la presión de poro.

Etapa 4: Determinar la presión de fractura.

Etapa 5: Calibrar las predicciones de las presiones de poro y fractura.

Etapa 1: Determinar la presión de sobrecarga.

La ecuación 4.21 será utilizada en el presente estudio para el cálculo de la presión de sobrecarga.

$$S = \frac{\sum_{n=1}^n \rho_{Fi} (D_i - D_{i-1})}{10}, \quad (4.21)$$

donde:

S= presión de sobrecarga [kg/cm²].

ρ_{Fi} = densidad promedio de la formación [gr/cm³].

D_i = I-ésimo dato de profundidad [m].

D_{i-1} = I-ésimo dato anterior de profundidad [m].

Del registro de densidad obtenemos la densidad promedio de la formación (ρ_{Fi}). Si únicamente se cuenta con el registro sísmico o con información sísmica podemos obtenerla con la relación empírica mostrada en la ecuación 4.22.

$$\rho_{Fi} = 0.0701 x V^{0.25}, \quad (4.22)$$

donde:

V= velocidad del intervalo [m/s].

Etapa 2: Definir los intervalos de lutitas limpias.

Todos los métodos para evaluar la presión de poro emplean los valores de tiempo de tránsito o de resistividad en las lutitas para definir la tendencia normal de compactación. En el presente estudio emplearemos los valores de resistividad.

A partir de un registro de litología, como el registro de rayos gama (RG), se traza la **línea base de lutitas** limpias seleccionando los valores máximos del registro. Al trazar esta línea se deben considerar los valores máximos de resistividad y, en el registro sísmico, tomar en cuenta los valores mínimos. Para cada lectura del registro RG mayor o igual a la línea base de lutitas se deben marcar las lecturas de resistividad o de tiempo de tránsito, de esta manera estaremos seleccionando los **puntos de lutita** en los registros a utilizar para el análisis de la línea de tendencia de compactación normal.

Con los puntos de lutitas seleccionados, se procede a unirlos para definir el comportamiento de la porosidad de la formación, y es sobre la línea que une los puntos de lutita sobre la cual se traza la **línea de tendencia normal de compactación**.

Etapa 3: Determinar la presión de poro.

Podemos definir como presión normal aquella presión aproximadamente igual a la presión hidrostática teórica a la profundidad de interés, y regularmente se expresa como un gradiente hidrostático. En general, la presión de formación normal es la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de 80,000 ppm de NaCl, cuya densidad es de 1.074 gr/cm^3 desde la superficie hasta la profundidad de interés.

Método de Eaton: El método de *Eaton (1969)*, para el cálculo de la presión de poro, está basado en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal. Eaton utilizó una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presiones de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de desviación entre los valores observados y los obtenidos de la tendencia de compactación normal extrapolada. Las ecuaciones desarrolladas, para datos de resistividad y de tiempo de tránsito se muestran a continuación:

Para registro sísmico:

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{p(Dn)}) \left(\frac{t_{(lun)}}{t_{(lu)}} \right)^n, \quad (4.23)$$

donde:

$P_{p(D)}$ = presión de poro a la profundidad de interés [lb/pulg²]

$S_{(D)}$ = sobrecarga a la profundidad de interés [lb/pulg²].

$P_{p(Dn)}$ = presión de poro extrapolada de la línea de tendencia de compactación normal [lb/pulg²].

$t_{(lun)}$ = tiempo de tránsito de la tendencia normal [μs/pie].

$t_{(lu)}$ = tiempo de tránsito de la tendencia observada [μs/pie].

n = exponente de Eaton [adim].

Para registro resistivo:

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{p(Dn)}) \left(\frac{R_0}{R_{0n}} \right)^n, \quad (4.24)$$

donde:

$P_{p(D)}$ = presión de poro a la profundidad de interés [lb/pulg²].

$S_{(D)}$ = sobrecarga a la profundidad de interés [lb/pulg²].

$P_{p(Dn)}$ = presión de poro extrapolada de la línea de tendencia de compactación normal [lb/pulg²].

R_o = Resistividad de la tendencia observada [Ohms.m].

R_{on} = Resistividad de la tendencia normal [Ohms.m].

n = exponente de Eaton [adim].

Etap 4: Determinar la presión de fractura.

La presión de fractura es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de poro y la resistencia de la formación; esta resistencia depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que esté sometida.

En el presente estudio utilizaremos la ecuación 4.25, desarrollada por Eaton.

$$P_{FR(D)} = P_{p(D)} + \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)(S_{(D)} - P_{p(D)}) , \quad (4.25)$$

donde:

$P_{FR(D)}$ = presión de fractura a la profundidad de interés [lb/pulg²].

$S_{(D)}$ = sobrecarga a la profundidad de interés [lb/pulg²].

$P_{p(D)}$ = presión de poro a la profundidad de interés [lb/pulg²].

ν = relación de Poisson [adim].

La relación de Poisson la podemos calcular con el monograma de Eaton, ecuación 4.26.

$$v = 0.0645 \ln(D) - 0.0673, \quad (4.26)$$

donde:

v = Relación de Poisson [adim].

D = Profundidad vertical de interés [m].

Para mayores referencias del cálculo de las geopresiones favor de consultar el apéndice A del presente estudio.

Etapa 5: Calibrar las predicciones de las presiones de poro y de fractura.

Calibración de la presión de poro: Para la calibración de la presión de poro, se pueden utilizar los siguientes parámetros: calibración con datos de pruebas de formación, comparar los valores, en gradiente, de pruebas de formación, a las respectivas profundidades y, en caso de que exista una desviación, se ajusta la tendencia normal de compactación, de tal manera que el perfil de la presión de poro se ajuste a estos valores. Es necesario tomar en cuenta otros parámetros de calibración, como gasificaciones, densidad del lodo, flujos o brotes.

Calibración de la presión de fractura: En este caso deberá obtenerse la información de los siguientes parámetros: calibración con datos de pruebas de goteo (LOT) o minifracs. Esta es una práctica de campo empleada para evaluar la cementación primaria de una tubería de revestimiento y para estimar el gradiente de la presión de fractura. En una prueba de goteo se considera que la presión, donde las fracturas comienzan a abrirse e inician a tomar fluidos, es una aproximación del gradiente de fractura, a la respectiva profundidad.

4.3.2 Pozo T-101

La **Figura 4.14** muestra la ventana operativa del pozo T-101 obtenida al término de la perforación.

La ventana operativa para el pozo T-101, se obtuvo con las siguientes zonas de interés: zona de presión normal hasta la cima del Mioceno Medio, posteriormente una zona de transición comprendiendo la formación Mioceno Inferior, una zona franca de alta presión que está dada por el Oligoceno y Eoceno, posteriormente la rampa a la zona de baja presión dada por el Paleoceno y KSM, y por último la zona de baja presión comprendida por las formaciones KSSF, KSAN y KM.

En el carril 5 de la **Figura 4.14** se presenta una ventana operativa, diseñada antes del análisis realizado en el presente estudio, incompleta ya que no cuenta con las curvas de gradiente de colapso inferior y gradiente de colapso superior (esfuerzo horizontal máximo), la LOT (cuadro azul) se encuentra sobre la curva de gradiente de sobrecarga (línea de color rosado), cuando el resultado de esta prueba, como lo vimos anteriormente, debe ser utilizado para calibrar el gradiente de fractura (F_G).

El no considerar el colapso inferior explica, que a pesar de los incrementos en la densidad del fluido de perforación, los problemas operativos continuaron.

Como ya se mencionó anteriormente las pruebas de goteo son utilizadas para calibrar el gradiente de fractura (esfuerzo horizontal mínimo) por lo que se esperaría que el resultado de dicha prueba se ubicara sobre la línea de gradiente de fractura (línea de color azul), es aquí donde la experiencia del diseñador es importante para obtener una ventana operativa calibrada y confiable.

Los eventos identificados, ocurridos durante la perforación, en cada pozo, también son cargados en la ventana operativa y los utilizamos para calibrar las curvas de las geopresiones.

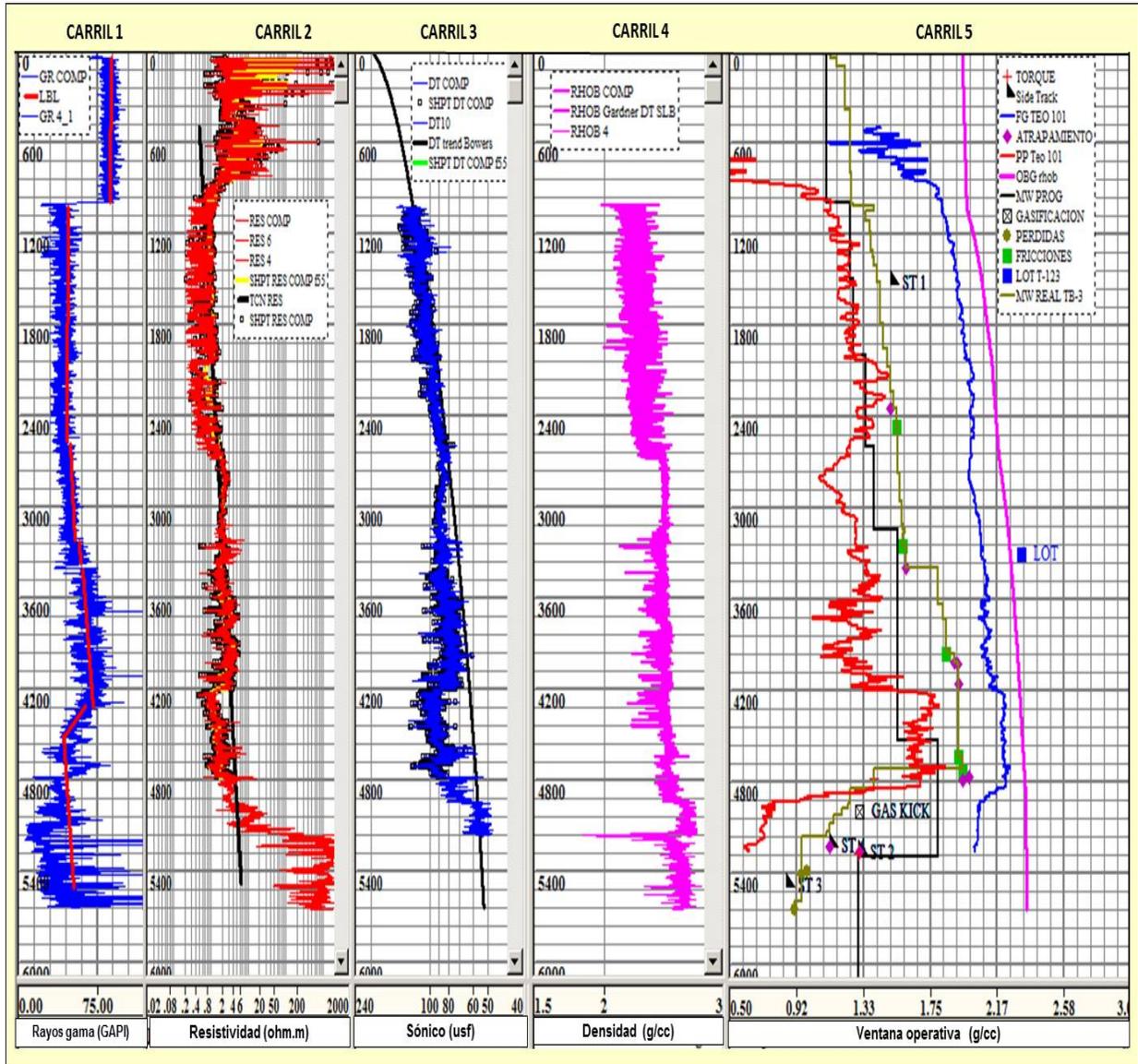


Figura 4.14 Ventana operativa del pozo T-101 campo T, bloque III. Carril 1: registro de rayos gama, carril 2: registro resistivo, carril 3: registro sónico, carril 4: registro de densidad, carril 5: ventana operativa (línea roja: gradiente de presión de poro, línea negra: densidad programada del fluido de control, línea verde: densidad real del fluido de control, línea azul: gradiente de fractura, línea rosada: gradiente de sobre carga)

Al observar la ventana operativa presentada en la Figura 4.14, notamos que la densidad del lodo de perforación utilizada (línea verde) está por encima de la P_p más sin embargo los problemas continuaron.

En el presente estudio, con apoyo del software para estimación de geopresiones y la información obtenida de los registros eléctricos (rayos gama, resistividad y densidad) mostrados en la **Figura 4.15**, se genera la ventana operativa recalibrada con los eventos identificados anteriormente, tales como: desvíos de pozo, pérdidas de circulación, torques, fricciones, gasificaciones, derrumbes de formación, pruebas de formación, entre otros.

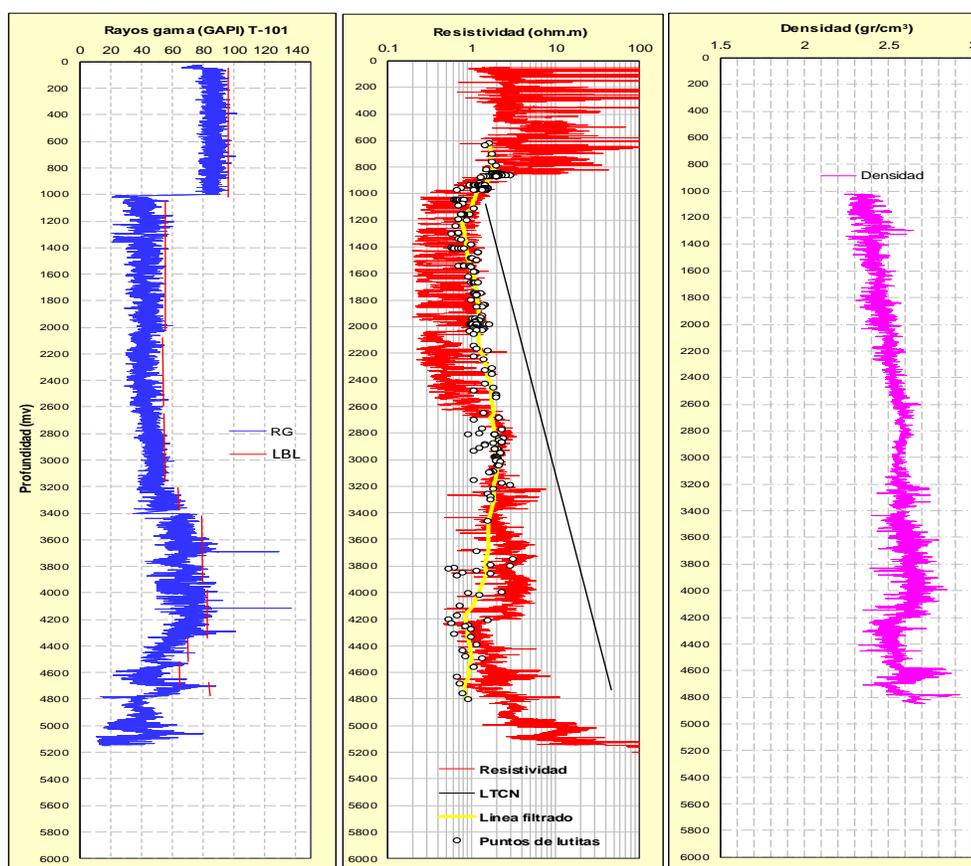


Figura 4.15 Registros eléctricos del pozo T-101 campo T, bloque III

En el registro de rayos gama se identifican las zonas arcillosas trazando una línea, color rojo, en los valores más altos del registro, este conjunto de líneas es conocido como línea base de lutitas (LBL) con la cual se generan lo que se conoce como puntos de lutitas, los cuales son colocados sobre el registro de resistividad y se filtran los puntos que correspondan a las lutitas (1-20 ohm.m), y se procede al análisis de las geopresiones para obtener la ventana operativa del pozo T-101(Figura 4.16), en el presente estudio se utilizó el método de Eaton para el cálculo de las mismas. **El valor del exponente de Eaton, para obtener el gradiente de presión de poro de los pozos del campo T bloque III, utilizado en el presente análisis fue de 0.3.**

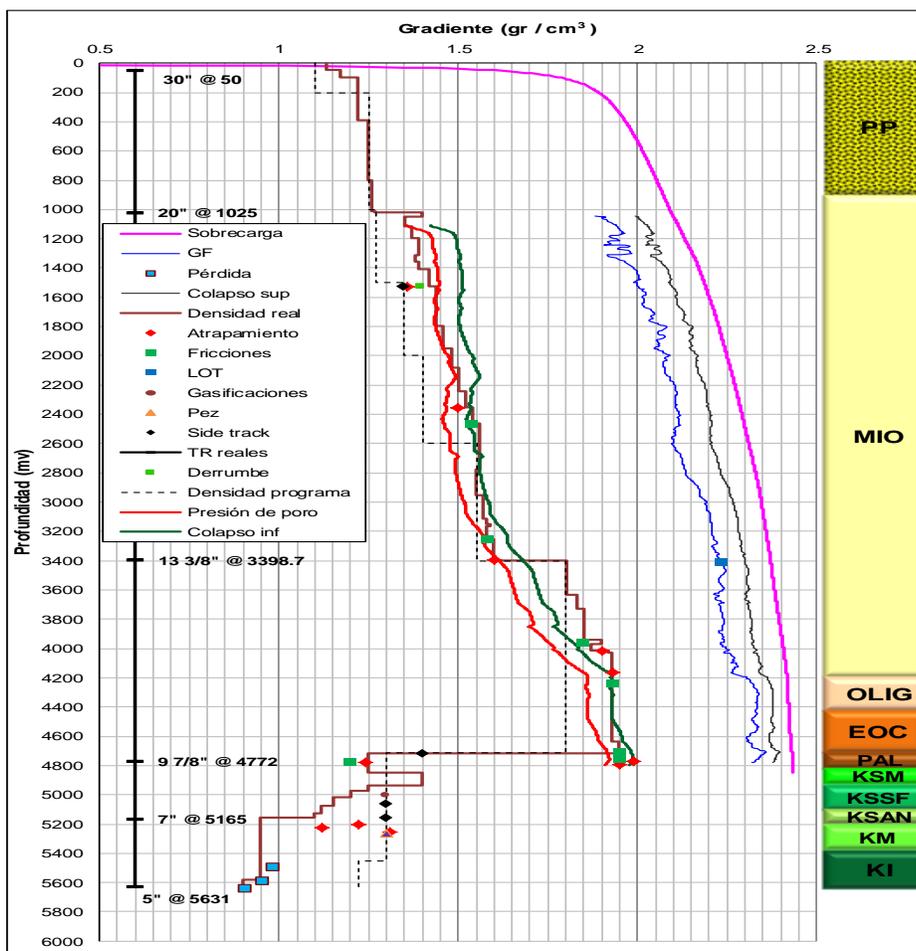


Figura 4.16 Ventana operativa recalibrada del pozo T-101 campo T, bloque III

La ventana operativa, mostrada en la figura 4.16, además de presentar el asentamiento de las tuberías de revestimiento, eventos identificados y la columna geológica, presenta 7 curvas:

- 1.- Línea de color rojo: Gradiente de presión de poro.
- 2.- Línea de color verde: Gradiente de presión de colapso inferior.
- 3.- Línea punteada de color negro: Densidad del fluido de control programada.
- 4.- Línea de color marrón: Densidad de fluido de control real.
- 5.- Línea de color azul: Gradiente de fractura.
- 6.- Línea de color negra: Gradiente de colapso superior.
- 7.- Línea de color rosa: Gradiente de sobrecarga.

En la figura 4.16 podemos observar que a pesar de incrementar la densidad del fluido de control por encima de la presión de poro los eventos continuaban presentándose, esto se debe a que la densidad del fluido de control debe estar ligeramente por encima del gradiente de colapso inferior para proporcionar la estabilidad requerida al agujero perforado.

El diseñar una densidad de lodo por debajo del gradiente de colapso inferior provoca ovalizaciones de agujero y derrumbes de formación.

En la figura 4.16 se observa que la LOT, a diferencia de la figura 4.14, se utilizó para calibrar el gradiente de fractura (línea de color azul), así como también la densidad del fluido de control real (línea de color marrón) en diferentes profundidades se encuentra por debajo del gradiente de colapso inferior (calculado con el criterio de falla de Mohr Coulomb), lo que explica los eventos ocurridos durante la perforación del pozo.

4.3.3 Pozo T-102

La **Figura 4.17** muestra los registros eléctricos y la ventana operativa del pozo T-102, diseñada antes del análisis realizado en el presente estudio, donde se observa que no fue considerado el gradiente de colapso inferior ni el gradiente de colapso superior y la LOT no se utilizó para calibrar el gradiente de fractura.

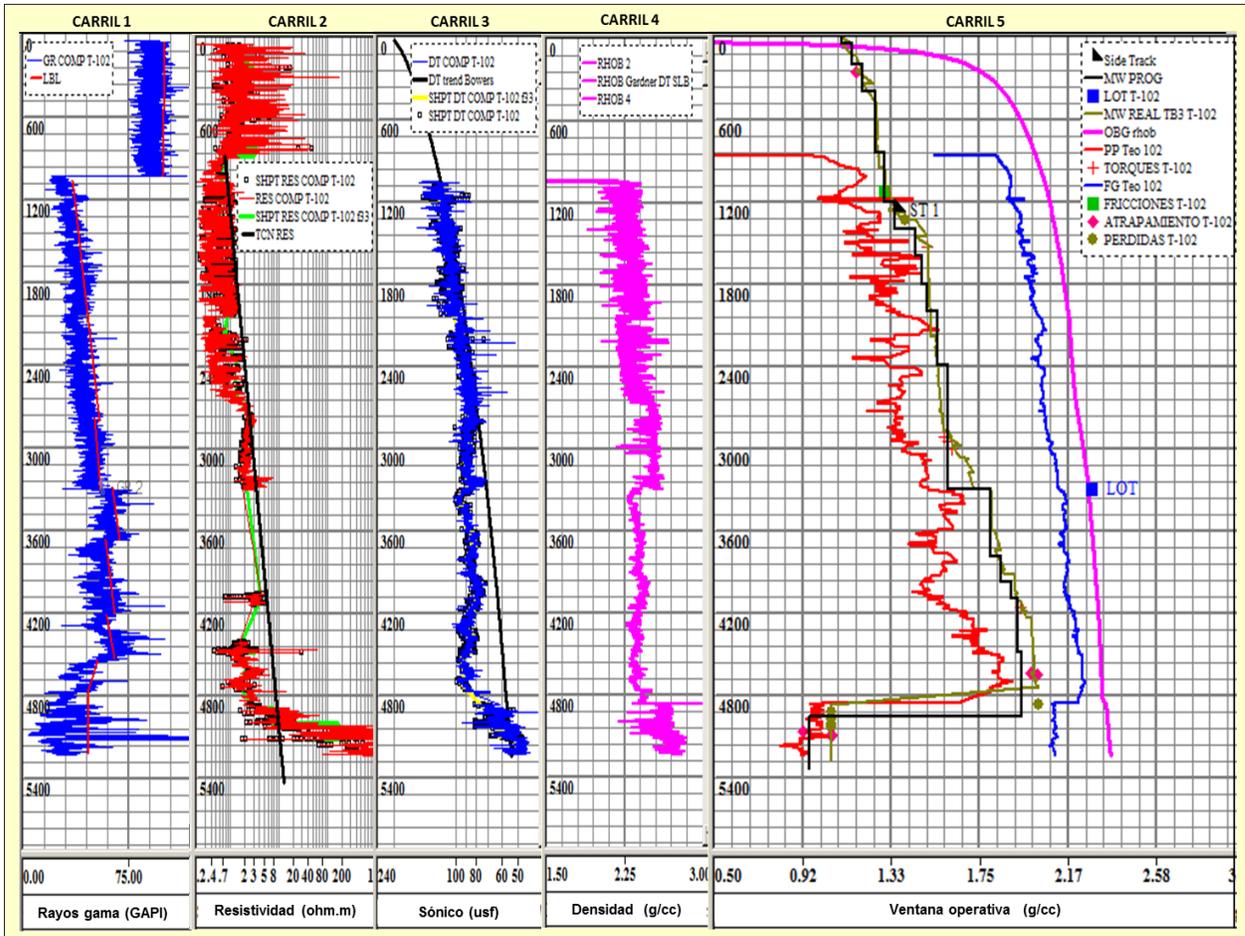


Figura 4.17 Ventana operativa del pozo T-102 campo T, bloque III. Carril 1: registro de rayos gama, carril 2: registro resistivo, carril 3: registro sónico, carril 4: registro de densidad, carril 5: ventana operacional (línea roja: gradiente presión de poro, línea negra: densidad programada del fluido de control, línea verde: densidad real del fluido de control, línea azul: gradiente de fractura, línea rosada: gradiente de sobre carga).

La **Figura 4.18** muestra los registros empleados, en el presente estudio, para el análisis de las geopresiones del pozo T-102.

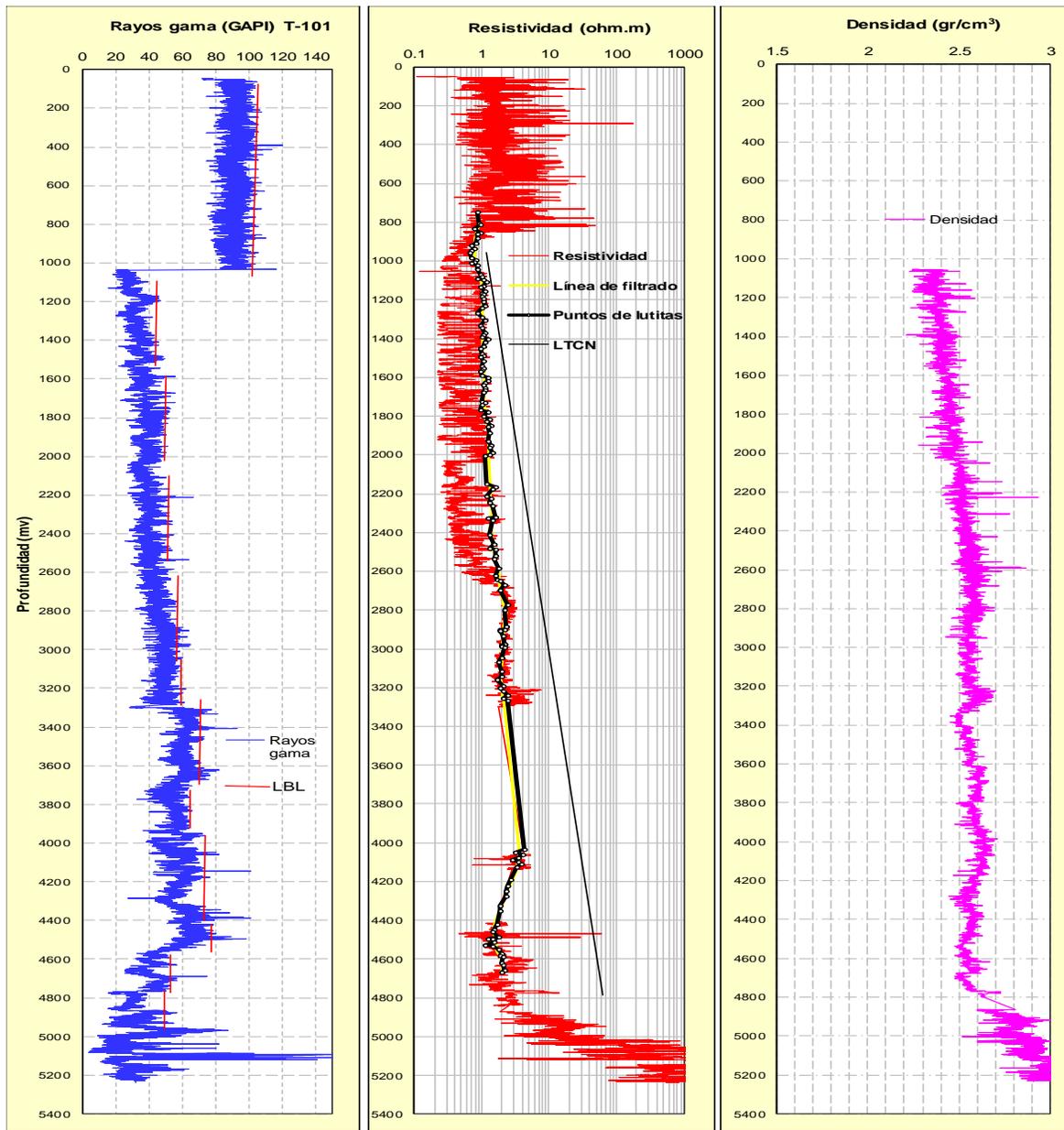


Figura 4.18 Registros eléctricos del pozo T-102 campo T, bloque III.

La ventana operativa se obtuvo con los eventos ocurridos durante la perforación del pozo T-102, identificado en el capítulo anterior, como se presenta en la **Figura 4.19**.

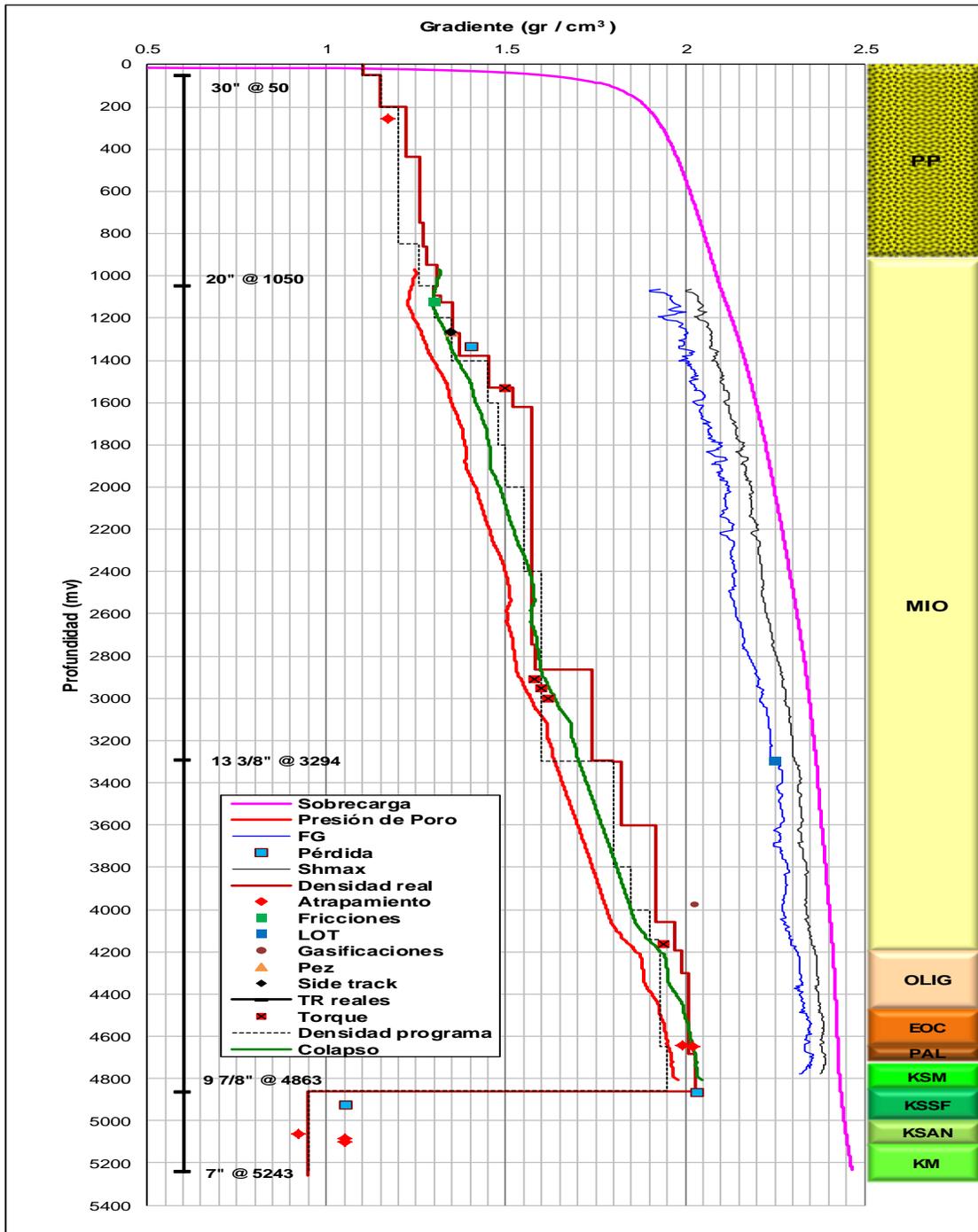


Figura 4.19 Ventana operativa recalibrada del pozo T-102 campo T, bloque III (línea roja: gradiente de presión de poro, línea marrón: densidad real del fluido de control, línea negra punteada: densidad programada, línea verde: gradiente de colapso inferior, línea azul: gradiente de fractura, línea negra: gradiente de colapso superior, línea rosada: gradiente de sobre carga).

4.3.4 Pozo T-123

La **Figura 4.20** muestra la ventana operativa con la que se diseñó el pozo T-123, al igual que el pozo T-101 y 102, se puede observar que no se consideraron el gradiente de colapso inferior, el gradiente colapso superior y la LOT no se utilizó para calibrar el gradiente de fractura.

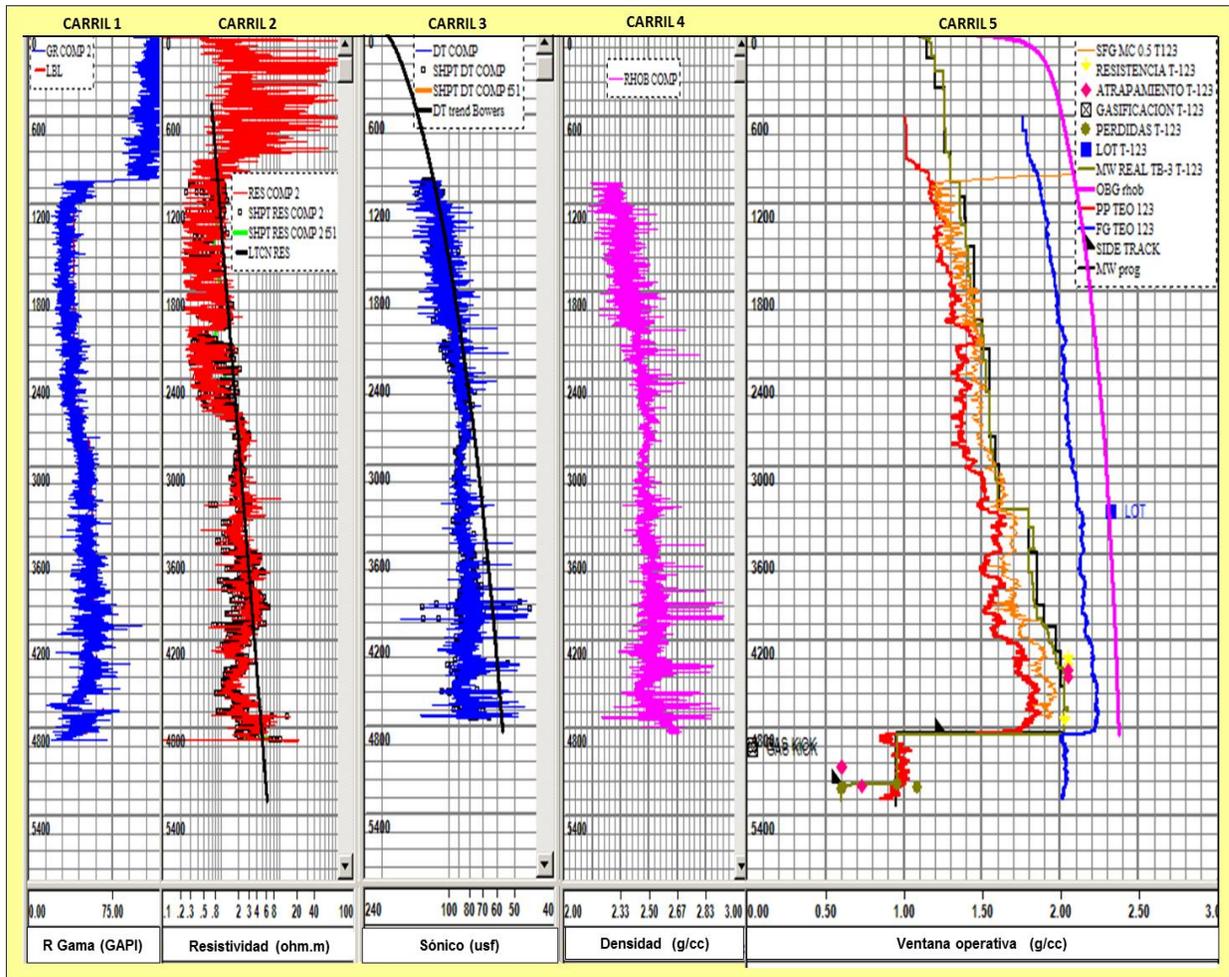


Figura 4.20 Ventana operativa del pozo T-123 campo T, bloque III. Carril 1: registro de rayos gama, carril 2: registro resistivo, carril 3: registro sónico, carril 4: registro de densidad, carril 5: ventana operacional (línea roja: presión de poro, línea negra: densidad programada del fluido de control, línea verde: densidad real del fluido de control, línea azul: gradiente de fractura, línea rosada: gradiente de sobre carga)

La **Figura 4.21** muestra los registros utilizados para el análisis de las geopresiones del pozo T-123.

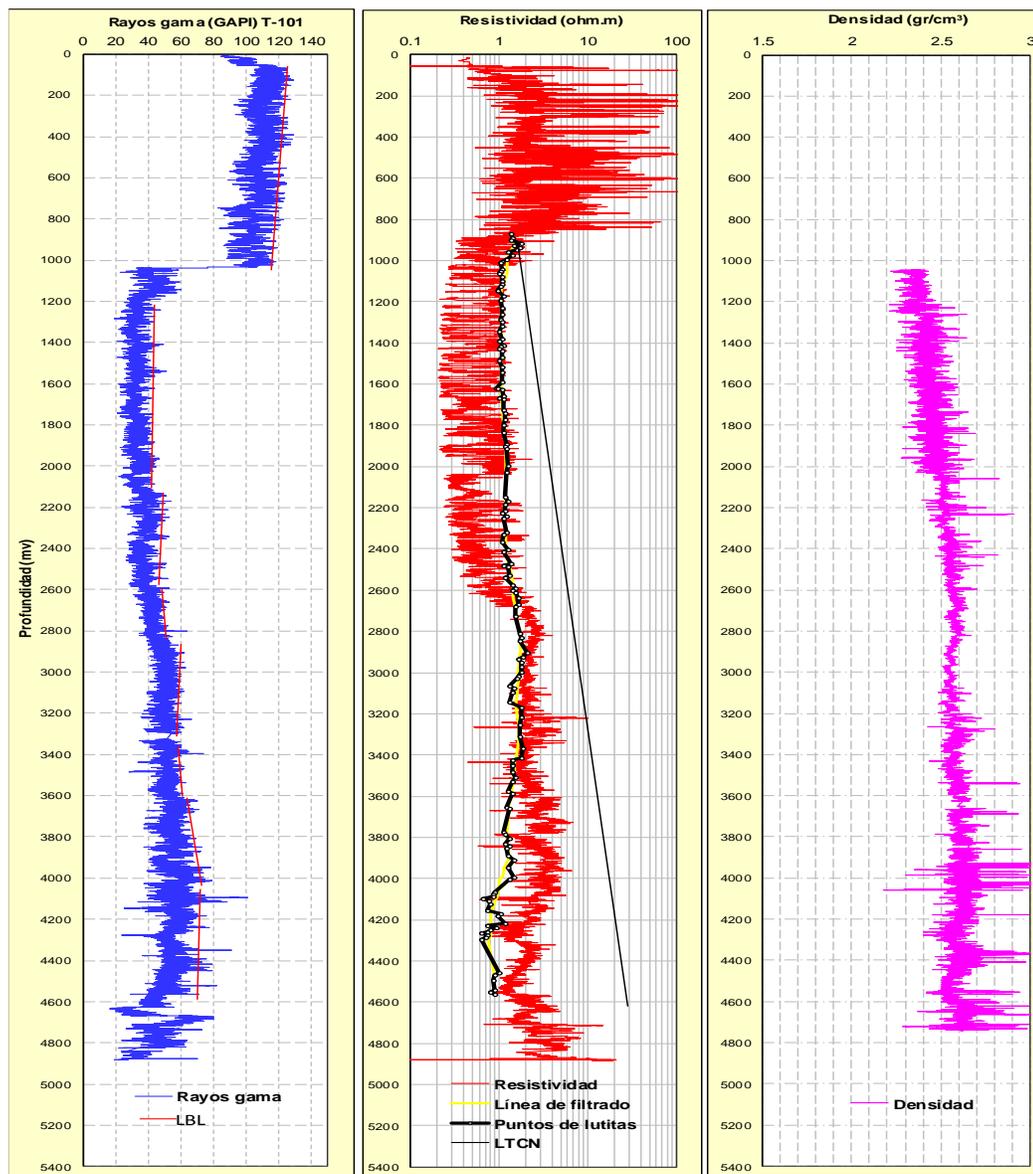


Figura 4.21 Registros eléctricos del pozo T-123 campo T, bloque III.

La **Figura 4.22** muestra la ventana operativa del pozo T-123 calibrada con los eventos ocurridos durante la perforación, considerando, al igual que en los pozos T-101 y 102 los gradientes de colapso inferior y superior.

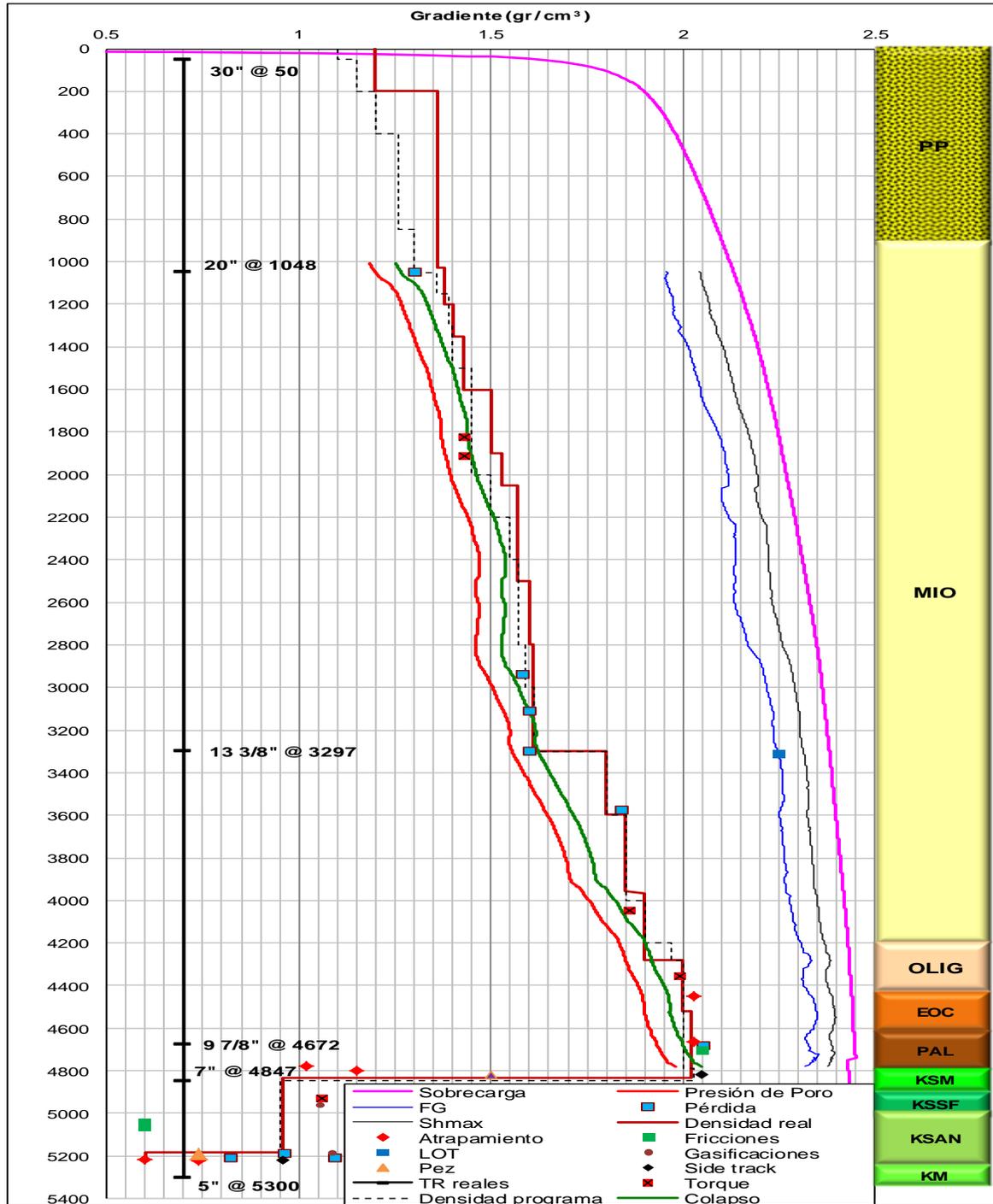


Figura 4.22 Ventana operativa recalibrada del pozo T-123 campo T, bloque III (línea roja: presión de poro, línea negra punteada: densidad programada del fluido de control, línea marrón: densidad real del fluido de control, línea verde: gradiente de colapso inferior, línea azul: gradiente de fractura, línea negra: gradiente de colapso superior, línea rosada: gradiente de sobre carga)

Contar con un análisis de geopresiones debidamente calibrado con los eventos ocurridos en los pozos de correlación, reduce notablemente el NPT. Como se analizó en el capítulo III, el NPT del campo suma 1,422 días de retraso en las operaciones, de los cuales 472 días (60%) corresponden a operaciones con problemas, y el 85% de estos (403 días), como se muestra en la **Tabla 4.9**, corresponden a problemas relacionados con la ventana operativa.

Tabla 4.9 Problemática asociada a la ventana operativa del campo T bloque III

Concepto	Pozo T-101	Pozo T-102	Pozo T-123	Días Totales %	
Side track	87	7	75	170	42.1%
Ventana	62		32	93	23.2%
Pesca	12	15	30	57	14.0%
Repaso de agujero	8		27	35	8.7%
Atrapamiento de sarta	20	2	9	30	7.5%
Pérdida de circulación	0		17	18	4.4%
Control de pozo			1	1	0.1%
Total de días	189	24	190	403	100%
% del total	47%	6%	47%		

Desvíos de pozo por pez y subestimación de la P_p (no se consideró el gradiente de colapso inferior) representan el 65.3% (263 días) del total de la problemática del campo.

4.3.5 Pozo futuro (T-112)

Con las ventanas operativas de cada uno de los pozos de correlación ya calibradas y ajustadas con los eventos de perforación identificados en cada caso, podemos desarrollar una ventana operativa para el pozo futuro T-112.

Las ventanas operativas de cada uno de los pozos de correlación pueden ser ajustadas a la columna geológica esperada en el pozo T-112 (pozo futuro), se consideran las cimas y bases de la columna programada y las curvas de las geopresiones de cada pozo son extrapoladas a esta.

Con las curvas de geopresiones ajustadas a la nueva columna geológica se obtiene un promedio de cada una de las curvas (Presión de poro, colapso inferior, colapso superior, gradiente de fractura y gradiente de sobrecarga) y obtenemos la ventana operativa esperada en el pozo T-112 (**Figura 4.23**).

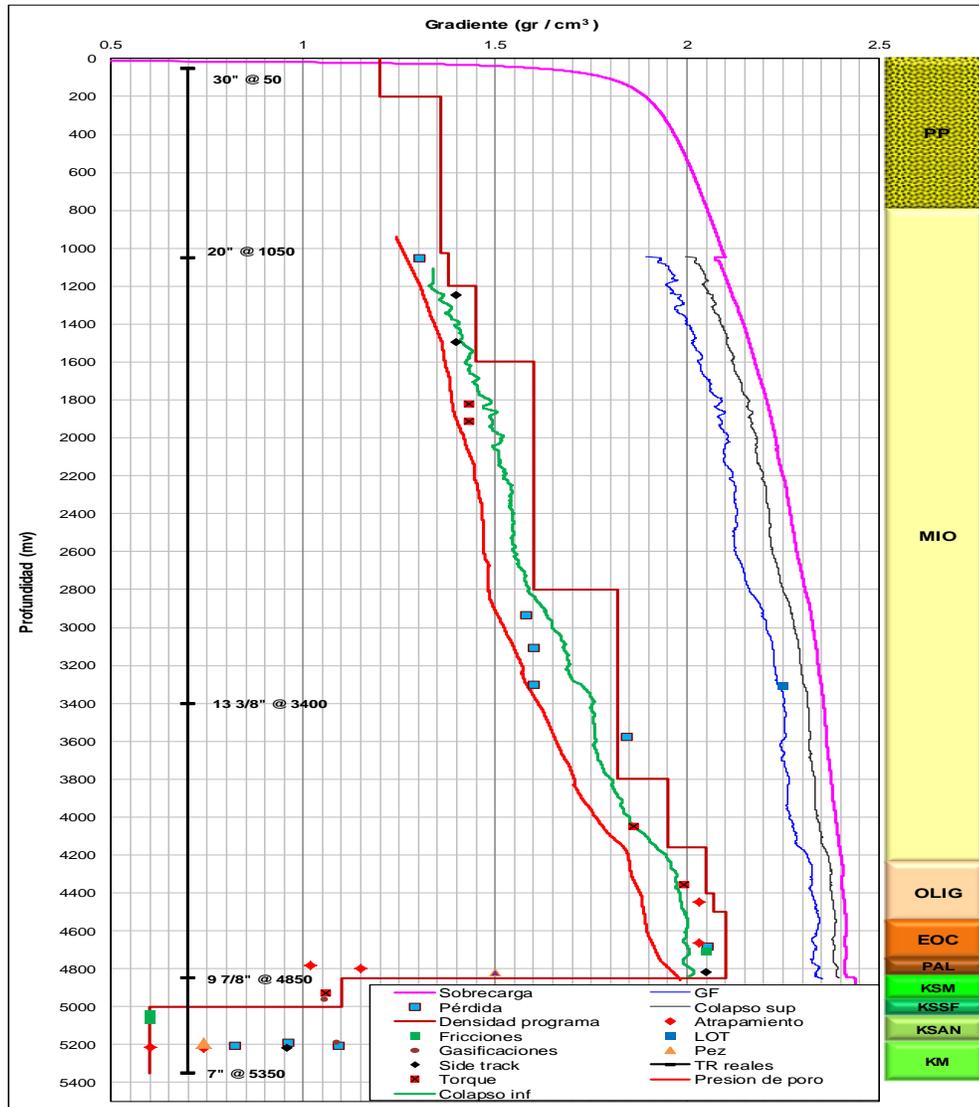


Figura 4.23 Ventana operativa del pozo T-112 campo T, bloque III (línea roja: presión de poro, línea marrón: densidad programada del fluido de control, línea verde: gradiente de colapso inferior, línea azul: gradiente de fractura, línea negra: gradiente de colapso superior, línea rosada: gradiente de sobrecarga)

La ventana operativa obtenida a partir de la información de un pozo ya perforado tiene como una de sus principales aplicaciones ser extrapolado a la predicción de geopresiones en un pozo próximo a perforar (pozo futuro).

4.4 Etapa 6: Sensibilidad de la ventana operativa a la trayectoria direccional del pozo

La determinación de la desviación y el azimuth óptimos para la perforación del pozo es de suma importancia, ya que de esta trayectoria depende minimizar los colapsos y fracturas que se presentaran durante la perforación del pozo futuro. Existen en la industria softwares especializados que permiten la selección óptima de la trayectoria direccional del pozo a perforar. La **Figura 4.24** representa el esquema básico para interpretar la trayectoria de un pozo.

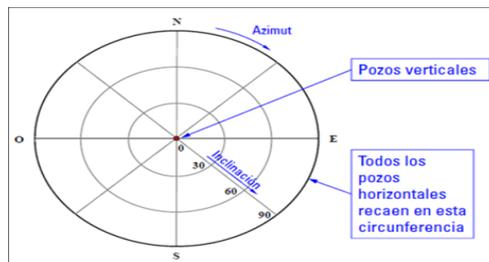


Figura 4.24 Representación gráfica de la trayectoria de un pozo (Schlumberger 2009). Los círculos concéntricos representan el ángulo de desviación del pozo (30°,60° y 90°), en el círculo exterior, en sentido de las manecillas del reloj se lee el azimuth (0-360°).

La **Figura 4.25** muestra el estado de esfuerzos calculado, con apoyo de un software para este propósito, a diferentes profundidades del pozo futuro T-112 (régimen de falla normal $S_v > S_H > S_h$), a diferentes profundidades, la zona azul requiere de menor densidad para perforar disminuyendo los colapsos, es decir un pozo perforado a 30° de inclinación con un azimuth de 45° (zona azul) requiere menos densidad que perforar un pozo a 90° con un azimuth 135° el cual estaría en la zona de color amarillo (mayor

densidad), se observa también que perforar paralelos al S_H (azimut 60°) requiere de mayor densidad, mientras que perforar paralelos al S_h (azimut 150°) requiere menos densidad.

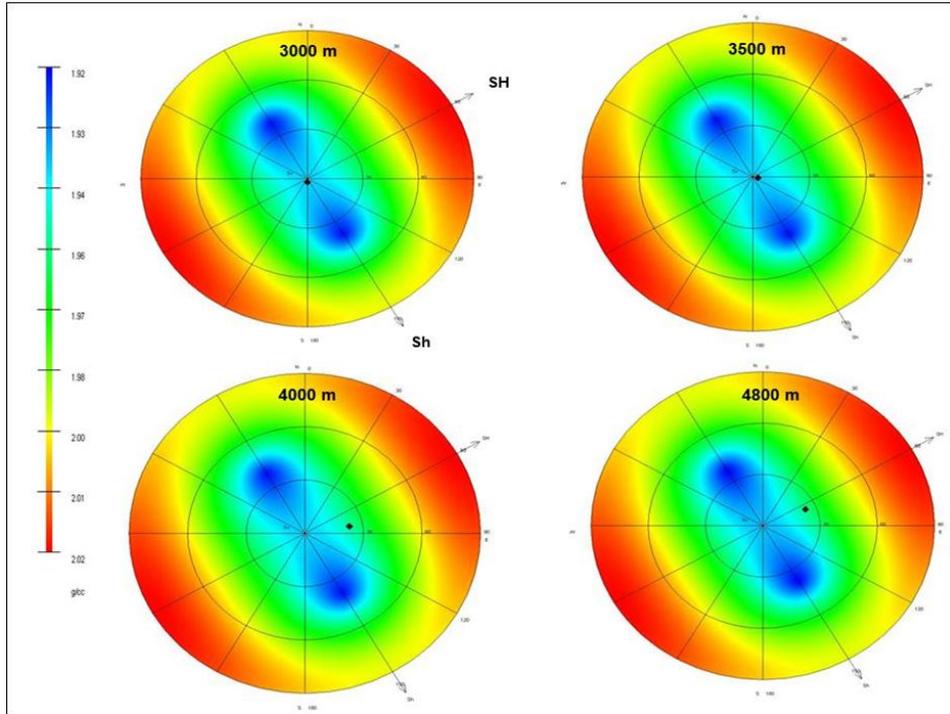


Figura 4.25 Representación gráfica de la sensibilidad de la trayectoria direccional a los esfuerzos horizontales en el pozo futuro T-112.

La ventana operativa (geopresiones) que se desarrolla a partir de la información de un pozo ya perforado tiene como una de sus principales aplicaciones ser extrapolado a la predicción de geopresiones en un pozo próximo a perforar, como se vio en la sección anterior, en este caso es el pozo T-112; significa que en aquellas secciones en que se presenten similitudes entre ambos pozos se aplicaran las mismas ecuaciones, parámetros y constantes de ajuste en la construcción de la ventana operativa.

Con el análisis de geopresiones elaborado se podrán realizar las siguientes actividades:

Definición del perfil de la densidad del fluido de control

Este perfil es determinado para ciertas profundidades en función del rango de variación horizontal que presente la ventana operativa, de acuerdo a la interpretación de las geopresiones. Cuando se justifique un beneficio económico, pequeños excesos en los límites superior e inferior de la ventana de estabilidad son tolerables, siempre y cuando no implique condiciones de riesgo en las operaciones o que los problemas que se presenten puedan ser controlados.

Perforar en la dirección de la trayectoria más favorable

Tratándose de pozos direccionales, la perforación en la dirección más favorable, en términos de la geomecánica, es aquella que se hace en dirección del esfuerzo horizontal mínimo. Esta aplicación del modelo requiere de información adicional, pues la trayectoria óptima del pozo depende de otros parámetros que deben ser observados.

Diseño del tipo de barrena (parámetros elásticos de la roca)

A partir de las estimaciones de las propiedades elásticas y de resistencia de la roca es posible establecer el programa de barrenas utilizadas durante la perforación.

Profundidad de asentamiento de TR estableciendo las fases o etapas de perforación del pozo

Para la elección de la profundidad de asentamiento de las zapatas, se analizan las secciones verticales de la ventana de estabilidad del modelo. Será necesario cubrir formaciones someras cuando los requerimientos de operación en formaciones más profundas superen los límites máximos o mínimos de estabilidad.

Determinación de las características de resistencia de las tuberías de revestimiento

Características asociadas al tipo de material, espesor y comportamiento mecánico, de manera que resistan los esfuerzos de colapso, presión y tracción de las formaciones.

Planes de contingencia

Se refiere a programas alternos de tubería de revestimiento que consideran la incertidumbre asociada al modelo y la experiencia adquirida de la perforación de los pozos de correlación.

CAPÍTULO 5 DESARROLLO DEL MAPA DE RIESGO DE PERFORACIÓN DEL CAMPO T, BLOQUE III

5.1 Conceptos generales

Mapa de riesgo de perforación

Un mapa de riesgo de perforación integra, en una hoja universal que se realiza para cada nuevo pozo del campo, columna geológica planeada, cimas de formaciones, curvas de estabilidad y densidad de fluido de perforación programada, trayectoria direccional, programa de asentamiento de tuberías de revestimiento, gráfica de avance (días vs profundidad) , descripción de los riesgos potenciales durante la perforación del pozo planeado mostrando alarmas (verde, amarilla y roja) a lo largo de la trayectoria del pozo que indican la severidad del riesgo.

Este mapa de perforación, también indica la probabilidad de que el riesgo o evento no planeado ocurra, las causas probables que originarían su ocurrencia y las consecuencias que éste causaría. Finalmente, representa una **guía sobre las medidas preventivas** que se deben adoptar durante la perforación del pozo. Esto permite desarrollar una actitud pro-activa entre todo el personal involucrado durante la perforación y terminación de un pozo para detectar los riesgos antes de que ocurran y estar listos para mitigar los mismos cuando se presenten.

Para la elaboración del mapa de riesgo de perforación del campo T bloque III, se analizaron, en el capítulo III, los eventos ocurridos durante la perforación de cada uno de los pozos del campo T (pozos T-101, T-102 y T-123), se obtuvo la matriz de probabilidad / severidad, se recalibraron las geopresiones de cada pozo y se obtuvo un sintético de las mismas para el pozo futuro T-112. La información presentada de

manera independiente dificulta la visualización de los riesgos posibles en la perforación de un nuevo pozo, con el desarrollo del mapa de riesgo de perforación del campo, esta información será más clara para los involucrados en el diseño y perforación del pozo.

La reducción del NPT en la perforación del pozo T-112 es el propósito principal del presente estudio, reduciendo los costos y tiempos operativos en la perforación del mismo.

5.2 Etapa 7: Mapas de riesgo de perforación

5.2.1 Pozo T-101

El mapa de riesgo de perforación desarrollado con la información analizada del pozo T-101 se muestra en la **Figura 5.1**, donde se presentan las curvas de geopresiones calibradas con los eventos más relevantes ocurridos durante la perforación del pozo, profundidades reales de asentamiento de tuberías de revestimiento, densidades de fluido de control reales, columna geológica real, matriz de severidad / probabilidad de ocurrencia de eventos por etapa e identificados con el código de colores planteado en el capítulo III (figura 3.26).

A los riesgos identificados en cada una de las etapas de perforación se les asignó un código (R1, R2, R3.....) el cual está relacionado a la profundidad en la que se presentó el evento. A cada riesgo se le asigna un valor de severidad y uno de probabilidad; se describe el tipo de riesgo con una breve explicación de la causa, aspecto geológico y acciones que se tomaron para mitigar el mismo.

Adicionalmente en el mapa de riesgo se incluyen los gráficos de: dirección de esfuerzos horizontales (máximo y mínimo), sensibilidad de la ventana operativa a la trayectoria direccional, trayectoria direccional, gráfica de avance real vs profundidad, distribución

de tiempos durante la perforación, matriz de severidad / probabilidad así como la distribución de la problemática y de las fallas por cada etapa de la perforación.

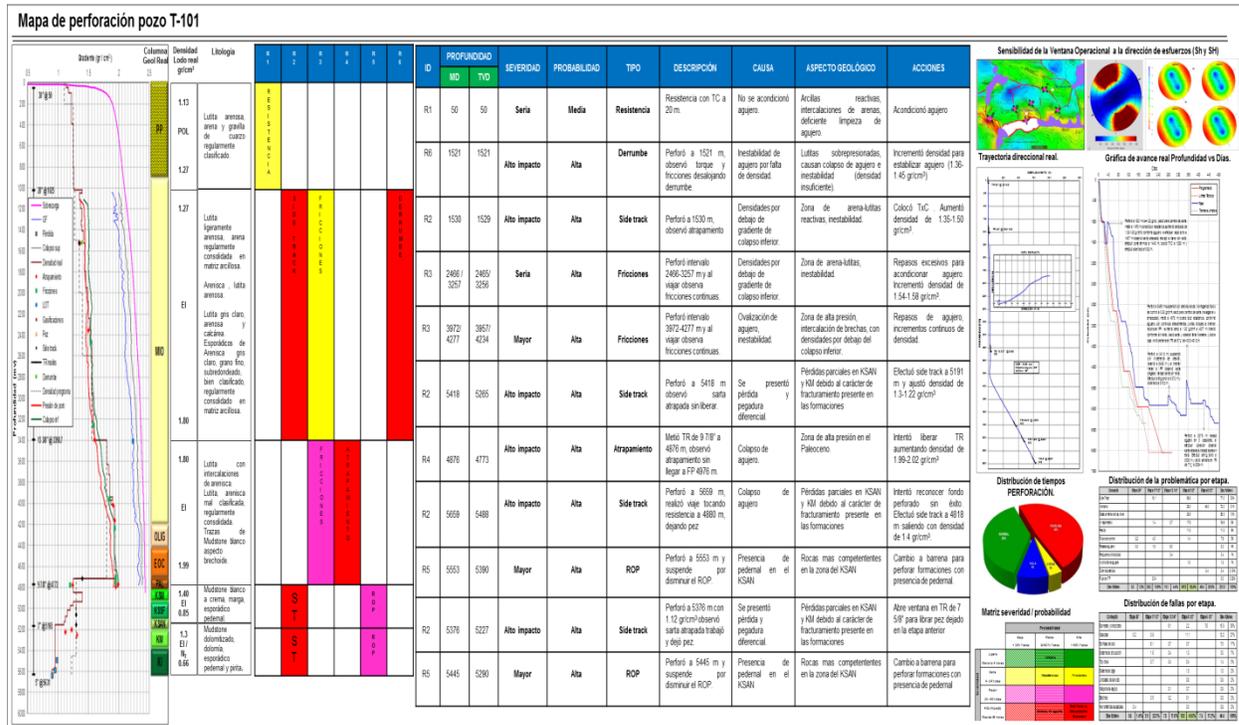


Figura 5.1 Mapa de riesgo de perforación del pozo T-101.

Debido a las dimensiones de la figura 5.1 esta fue dividida en tres secciones amplificadas, para su consulta referirse al apéndice B del presente estudio, figuras B1-B4.

5.2.2 Pozo T-102

El mapa de riesgo desarrollado con los eventos analizados del pozo T-102 se muestra en la **Figura 5.2**, la información es similar a la presentada en Mapa de Riesgo del pozo T-101.

El mapa de riesgo proporciona información valiosa, para el ingeniero de diseño y de perforación, que ayuda a disminuir considerablemente el NPT contribuyendo al éxito técnico-financiero del proyecto.

Se incluyó la tabla de fallas distribuidas por etapa para coadyuvar a la planeación de mantenimientos de equipo e inspección, previa introducción en el pozo, de herramientas tubulares y direccionales, que contribuyen considerablemente al incremento en los tiempos operativos, por lo que es importante considerarlas.

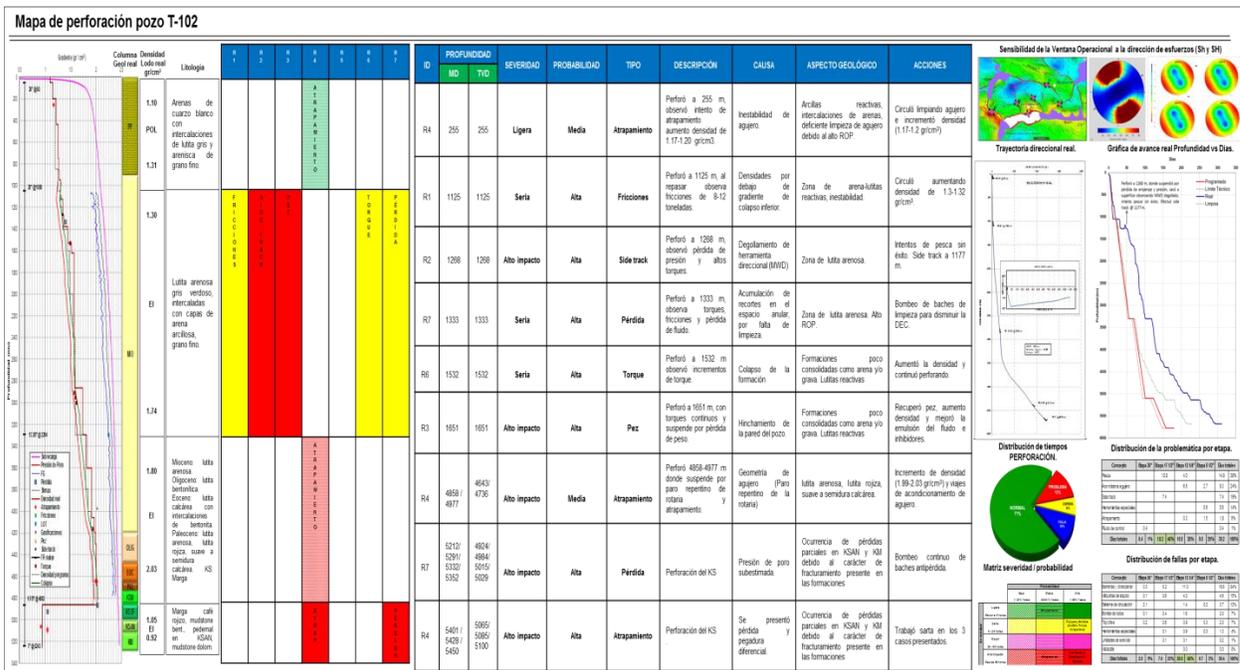


Figura 5.2 Mapa de riesgo de perforación del pozo T-102.

Debido a las dimensiones de la figura 5.2, fue dividida en tres secciones amplificadas, para su consulta referirse al apéndice B del presente estudio, figuras B5-B8.

5.2.3 Pozo T-123

La Figura 5.3 muestra el mapa de riesgo de la perforación del pozo T-123 desarrollado con los eventos analizados.

El contar con los mapas de riesgo de la perforación de los pozos de correlación permite a las áreas involucradas observar gráficamente las alertas y/o etapas en las que se presentan o pudieran presentarse eventos que retrasan las operaciones incrementando el costo del proyecto.

El tiempo promedio en el que se perforaron los pozos del campo T bloque III (T-101, T-102 y T-123) fue de 474 días, cuando el tiempo programado para la perforación de cada pozo fue de 195 días en promedio.

El objetivo del presente estudio es el de lograr perforar los pozos futuros del campo T bloque III en el tiempo programado (182 días), lograr reducir el tiempo de operación en 280 días por pozo.

Si se considera un costo de renta día/equipo de 25,000 dólares estamos refiriéndonos a un ahorro promedio de 7,000,000 de dólares (280 días x 25,000 dólares) por intervención.

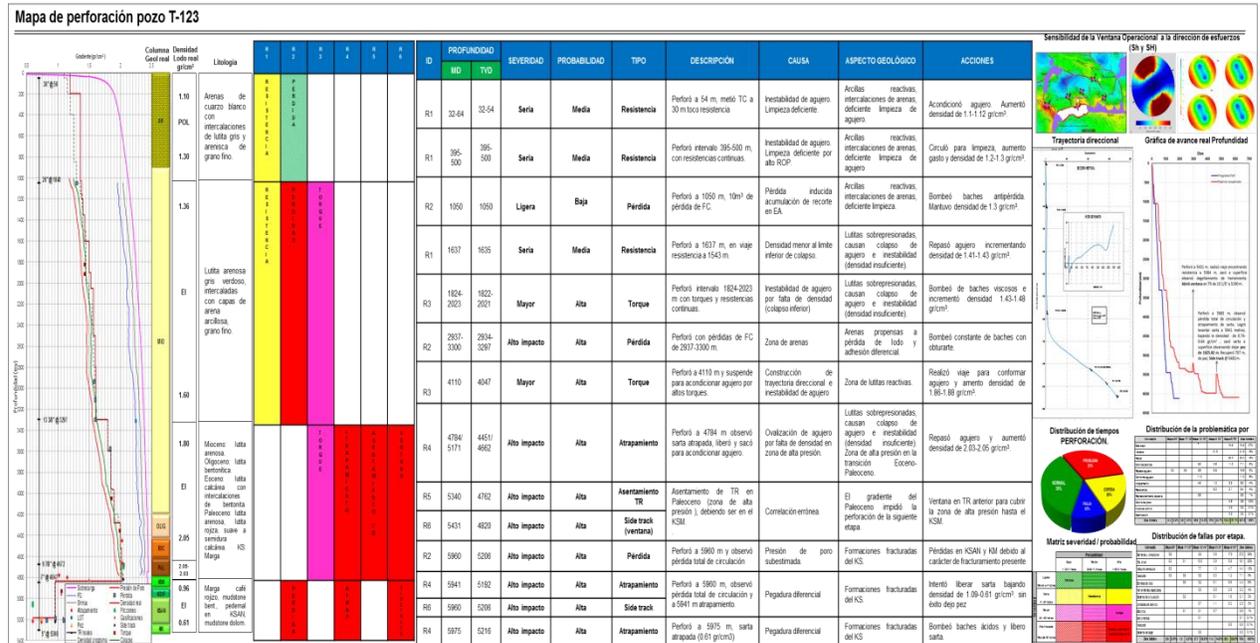


Figura 5.3 Mapa de riesgo de perforación del pozo T-123.

Debido a las dimensiones de la figura 5.3 esta fue dividida en tres secciones amplificadas, para su consulta referirse al apéndice B del presente estudio, figuras B9-B12.

5.2.4 Campo T, bloque III (pozo futuro T-112)

Entre más pronto se reconozcan las ventanas operativas (geopresiones), los posibles eventos que se presentaran en una formación a perforar, menores serán los costos operativos; el riesgo para el personal, el medio ambiente y las instalaciones también disminuirán.

Un buen conocimiento de las situaciones que pudieran presentarse durante las operaciones permite una planificación apropiada de las técnicas de perforación, del diseño del pozo y de las características del equipo para perforar.

Lamentablemente, la precisión, tanto en la detección como en la evaluación de las geopresiones, aumenta a medida que el pozo es perforado a más profundidad. Por lo que en estas condiciones, el objetivo es reconocer en forma inmediata, y con la mayor precisión, situaciones anormales para prevenir o evitar el problema.

La perforación de un pozo requiere de una planeación formal ya que para lograr los objetivos se requieren: estudios científicos, técnicas y experiencia en las actividades involucradas desde la localización del punto a perforar hasta la terminación del pozo.

Una base para la planeación es el análisis de la situación, que se refiere al estudio de datos pasados (pozos de correlación), presentes y futuros, en forma racional.

El mapa de riesgo para el pozo T-112 (pozo futuro) se observa en la **Figura 5.4**.

Mapa de perforación pozo T-112 (Pozo futuro)

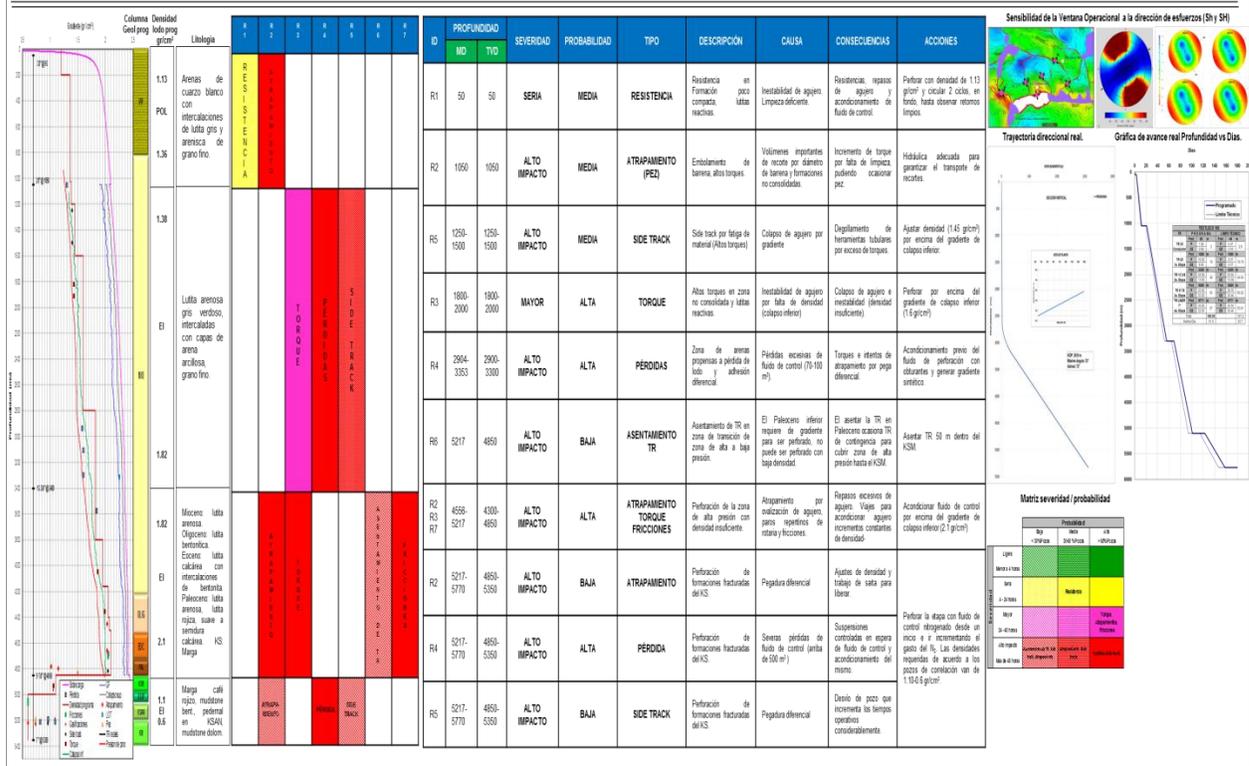


Figura 5.4 Mapa de riesgo de perforación del pozo futuro (T-112).

Debido a las dimensiones de la figura 5.4 esta fue dividida en tres secciones amplificadas, para su consulta referirse al apéndice B del presente estudio, figuras B13-B16.

CAPÍTULO 6 IDENTIFICACIÓN DE INTERVALOS PRODUCTORES CON BASE AL ANÁLISIS DE MICROMECAÁNICA.

El objetivo de la perforación de pozos petroleros es el de explorar y/o explotar hidrocarburos de manera eficiente, es decir en tiempos óptimos de operación, que hagan que el proyecto resulte comercialmente atractivo. En ocasiones no se invierte lo suficiente en la toma de información (registros geofísicos) que requieren los algoritmos micro-mecánicos, provocando que los proyectos no resulten atractivos comercialmente, como pozos secos, planeados como productores de aceite y resultan productores de gas, en ocasiones estas situaciones pueden llevar al abandono de yacimientos petroleros.

Uno de los objetivos del presente estudio es contribuir, a través de la aplicación de la micromecánica, en la **colocación óptima de los intervalos productores de hidrocarburos**.

6.1 Parámetros elásticos de la roca.

6.1.1 Módulo de Young (E)

El Módulo de Young (E), es la relación entre el esfuerzo de tensión o compresión aplicada a un cuerpo y la deformación correspondiente (conocida como Ley de Hooke), ecuación 6.1. El valor de E depende de la mineralogía y porosidad de la roca así como del tipo de formación y de la sobrecarga (OB).

$$\sigma = E \times \varepsilon, \tag{6.1}$$

donde:

σ = Esfuerzo en una dirección cualesquiera [lb/pulg²].

E = Resistencia de un material homogéneo e isotrópico[Gpa].

ε = Deformación del material en la dirección de σ [m].

Utilizando las velocidades de onda compresional (V_p) y de corte (V_s) podemos obtener el valor dinámico de E (ecuación 6.2).

$$E = \frac{\rho * V_s^2 * (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2}, \quad (6.2)$$

donde:

E = módulo de Young [Gpa].

ρ = densidad de la roca $\left[\frac{\text{gm}}{\text{cm}^3} \right]$.

V_p = Velocidad de onda compresional $\left[\frac{\text{Km}}{\text{seg}} \right]$.

V_s = Velocidad de onda de corte $\left[\frac{\text{Km}}{\text{seg}} \right]$.

6.1.2 Relación de Poisson (ν)

La Relación de Poisson " ν ", es una medida de la deformación lateral de un cuerpo (ε transversal), en relación a su deformación longitudinal (ε longitudinal), bajo la acción de un esfuerzo (ecuación 6.3). La ecuación 6.4 es empleada para obtener la magnitud de la Relación de Poisson (ν) en función de la velocidad de onda compresional (V_p) y de corte (V_s).

$$\varepsilon = \frac{\varepsilon \text{ transversal}}{\varepsilon \text{ longitudinal}}, \quad (6.3)$$

$$\nu = \frac{Vp^2 x Vs^2}{2 (Vp^2 - Vs^2)}, \quad (6.4)$$

donde:

ν = Relación de Poisson [adimensional].

6.1.3 Parámetro de Lamé (λ)

Conocido también como primer parámetro de Lamé (ecuación 6.5), este no tiene interpretación directa o simple, es un módulo de elasticidad utilizado en la interpretación sísmica cuantitativa y geomecánica.

$$\lambda = \rho (Vp^2 - 2Vs^2), \quad (6.5)$$

donde:

λ = Primer parámetro de Lamé [Gpa]

6.1.4 Módulo de corte o segundo parámetro de Lamé (μ)

También conocido como módulo de elasticidad transversal, módulo de corte o segundo parámetro de Lamé, la ecuación 6.6 es utilizada para obtener la magnitud de μ en función de Vs .

$$\mu = \rho V_s^2 , \quad (6.6)$$

donde:

μ = Módulo de corte [Gpa]

6.1.5 Módulo volumétrico (K)

Mide la resistencia a la compresión uniforme de un material. Indica el diferencial de presión requerido para causar una disminución unitaria de volumen dada. La ecuación 6.7 es utilizada para obtener K en función de V_s .

$$K = \rho (V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2) , \quad (6.7)$$

donde:

K = Módulo Volumétrico [Gpa]

6.2 Método autoconsistente para obtener las velocidades de onda compresional (V_p) y de corte (V_s)

Las Plantillas Maestras de física de rocas fueron desarrolladas, por **Nicolás, López – Valdiviezo, Mijangos (2014)**, utilizando el método autoconsistente de **Sabina - Willis (1988)**, para obtener las propiedades efectivas μ_0 (módulo de corte efectivo), K_0 (módulo volumétrico efectivo) y ρ_0 (densidad efectiva) , las cuales consideran la mineralogía, materia orgánica y el fluido interpolar simultáneamente para “n” inclusiones esféricas de minerales o fluidos de una matriz y a partir de estas propiedades efectivas es posible las velocidades de las ondas P y S (V_p y V_s).

Las propiedades efectivas μ_0 , k_0 , y ρ_0 (ecuaciones 6.8-6.10) fueron generalizadas a partir de la formulación de **Budiansky – O’Connell (1976)**, para problemas dinámicos se usó la aproximación Galerkin, más detalles son presentados en **Sabina- Willis (1988)**.

Las ecuaciones del método autoconsistente para una matriz isotrópica con n inclusiones esféricas e isotrópicas son:

$$k_0 = k_{n+1} + \sum_{r=1}^n \frac{\alpha_r(k_r - k_{n+1})}{1 + 3(k_r - k_0)/(3k_0 + 4k_0)}, \quad (6.8)$$

donde:

k_0 = Módulo volumétrico efectivo [Gpa]

k_{n+1} = Módulo volumétrico de la matriz [Gpa]

k_r = Módulo volumétrico de una inclusión de tipo r [Gpa]

α_r = Fracción volumétrica de la inclusión tipo r [Gpa]

$$\mu_0 = \mu_{n+1} + \sum_{r=1}^n \frac{\alpha_r(\mu_r - \mu_{n+1})}{1 + 2(\mu_r - \mu_0)[2\mu_0 + (3k_0 + 4\mu_0)]/[5\mu_0(3k_0 + 4\mu_0)]}, \quad (6.9)$$

donde:

μ_0 = Módulo de corte efectivo [Gpa]

μ_{n+1} = Módulo de corte de la matriz [Gpa]

μ_r = Módulo de corte de una inclusión de tipo r [Gpa]

$$\rho_0 = \rho_{n+1} + \sum_{r=1}^n \alpha_r (\rho_r - \rho_{n+1}), \quad (6.10)$$

donde:

$$\rho_0 = \text{Densidad efectiva} \left[\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right]$$

$$\rho_{n+1} = \text{Densidad de la matriz} \left[\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right]$$

$$\rho_r = \text{Densidad de una inclusión de tipo } r \left[\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right]$$

Las ecuaciones 6.8- 6.10 son ecuaciones no lineales y los autores utilizaron el método del punto fijo para resolverlas. Se asume que las propiedades de la roca μ , k y ρ de un sistema homogéneo pasan a ser propiedades de un sistema heterogéneo las cuales son llamadas propiedades efectivas (μ_0 , k_0 , y ρ_0). Más detalles de cómo resolver las ecuaciones no lineales, considerando varias inclusiones pueden ser encontradas en **Valdiviezo-Mijangos, (2002)**. Algunos estudios sugieren que el error reportado, al comparar el modelado numérico versus datos medidos, es de alrededor de +/- 5% (**Castagna et al., 1985**).

Con las propiedades efectivas ya conocidas es posible calcular V_p y V_s , en función de estas, con las ecuaciones 6.11 y 6.12.

$$V_p = \left(\frac{k_0 + 4\mu_0/3}{\rho_0} \right)^{1/2}, \quad (6.11)$$

donde:

V_p = Velocidad de onda compresional [m/seg]

$$V_s = \left(\frac{\mu_0}{\rho_0}\right)^{1/2}, \quad (6.12)$$

donde:

V_s = Velocidad de ondas de corte [m/seg]

La **Figura 6.1** muestra la representación general de la Plantilla Maestra de Física de Rocas V_p versus V_s , para distintas composiciones mineralógicas, desarrollada a través del método autoconsistente por **Nicolás, López-Valdiviezo, Mijangos, (2015)**.

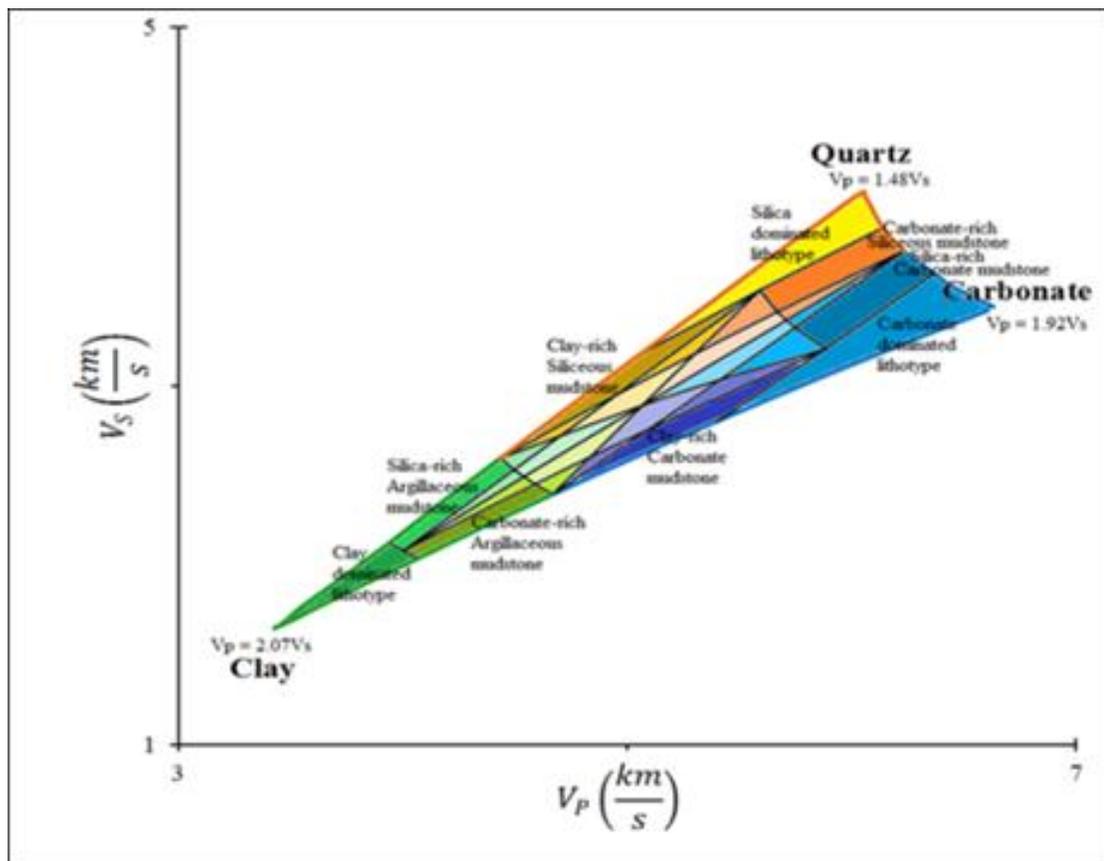


Figura 6.1 Plantilla maestra de física de rocas V_p versus V_s (**Nicolás–Valdiviezo, 2016**).

Con la densidad, módulo de corte y módulo volumétrico podemos calcular los parámetros elásticos como se muestra en la **Figura 6.2**.

Elastic parameters	E Young's modulus [GPa]	ν Poisson's ratio [dimensionless] a.k.a. σ	K Bulk modulus [GPa] a.k.a. incompressibility, volumetric modulus, stiffness	μ Shear modulus [GPa] a.k.a. Rigidity, G	λ First Lamé parameter [GPa] a.k.a. incompressibility	V_p P-velocity [m/s] a.k.a. Compressional or dilatational velocity	V_s S-velocity [m/s] a.k.a. Shear or rotational velocity
Engineers ... (E, ν)			$\frac{E}{3(1-2\nu)}$	$\frac{E}{2(1+\nu)}$	$\frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}$	$\sqrt{\frac{E(1-\nu)}{\rho(1-\nu)(1-2\nu)}}$	$\sqrt{\frac{E}{2\rho(1-\nu)}}$
Fluid substitution ... (K, μ)	$\frac{9K\mu}{3K+\mu}$	$\frac{3K-2\mu}{2(3K+\mu)}$			$K - \frac{2}{3}\mu$	$\sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}}$	$\sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$
Rock physicists ... (μ, λ)	$\frac{\mu(3\lambda+2\mu)}{\lambda+\mu}$	$\frac{\lambda}{2(\lambda+\mu)}$	$\lambda + \frac{2}{3}\mu$			$\sqrt{\frac{\lambda+2\mu}{\rho}}$	$\sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$
Geophysicists ... (V_p, V_s)	$\frac{\rho V_s^2(3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2}$	$\frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}$	$\rho(V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2)$	ρV_s^2	$\rho(V_p^2 - 2V_s^2)$		

Figura 6.2 Cálculo de parámetros elásticos a partir de datos de densidad, módulo de corte y volumétrico (Modificado de Rock Physics, agilegeoscience.com)

6.3 Plantillas maestras de física de rocas

Las plantillas maestras de física de rocas desarrolladas, son la representación gráfica de las posibles relaciones o combinaciones entre tres minerales, en el presente estudio esos tres elementos serán: Dolomita, Calcita y Arcilla (ilita). Indican la distribución de estos 3 componentes y consisten en la unión de tres diagramas binarios en los que las variables se repiten dos a dos. Como se muestra en la **Figura 6.3**.

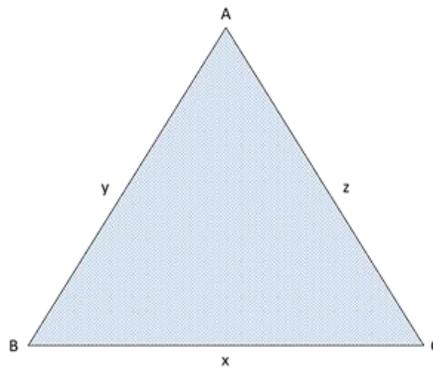


Figura 6.3 Plantilla maestra de física de rocas básica (Nicolás – Valdiviezo, 2016).

- Los puntos interiores del triángulo indican la mezcla de los tres componentes: A, B, y C.
- Los puntos de la línea “x” indican un 0% de A, el 100% lo componen B+C
- Los puntos de la línea “y” indican un 0% de C, el 100% lo forman A+B
- Los puntos de la línea “z” indican un 0% de B, el 100% está compuesto por A+C

Goodway et al. (1997) propusieron un método para extraer las propiedades de la roca $\lambda\rho$ y $\mu\rho$. Podemos definir a Lambda (λ) como el parámetro de incompresibilidad de Lamé y a miu (μ) como el parámetro de rigidez de Lamé, mientras ρ es la densidad de la formación. Estos parámetros se consideran a menudo constantes elásticas fundamentales.

A partir de las velocidades de las ondas P y S (ecuaciones 6.11 y 6.12) obtenidas de las propiedades efectivas es posible obtener una variedad de parámetros elásticos de la roca entre los que tenemos λ , μ , ν y E , porcentajes de minerales (arcilla, calcita y dolomita), contenido de fluidos (aceite y/o gas) y materia orgánica. En las plantillas maestras de física de rocas desarrolladas por **Nicolás, López-Valdiviezo, Mijangos (2016)**, podemos visualizar las propiedades de la roca $\lambda\rho$ y $\mu\rho$, calculadas en términos de velocidades (ecuaciones 6.13 y 6.14 respectivamente).

$$\lambda_0\rho_0 = (\rho_0V_p)^2 - 2(\rho_0V_s)^2, \quad (6.13)$$

donde:

$$\lambda_0 = k_0 - \frac{2\mu_0}{3} \text{ (Constante elástica de Lamé)}$$

$$\mu_0\rho_0 = (\rho_0V_s)^2, \quad (6.14)$$

Para obtener la Relación de Poisson y el Módulo de Young, también se utilizan las velocidades de las ondas V_p y V_s (ecuaciones 6.11 y 6.12)

6.3.1 Plantillas maestras de física de rocas " $\lambda\rho$ vs $\mu\rho$ " y " v vs E "

La aplicación principal, de las plantillas maestras de física de rocas, es la de caracterización a detalle del yacimiento tanto en pozos exploratorios como de desarrollo, como se planteó en la tesis de **Lizcano (2016)**.

Las plantillas maestras de física de rocas generadas a partir de V_p y V_s , identifican zonas características de ciertos minerales y ofrecen una respuesta confiable en minerales arcillosos.

La interpretación en litologías que contienen dolomita o carbonato se vuelve compleja, ya que las respuestas se pueden cargar hacia alguna de las aristas, dando una lectura que puede ocasionar confusión.

Nicolás, López - Valdiviezo, Mijangos (2016) desarrollaron plantillas maestras de física de rocas que reducen la incertidumbre, ya que las aristas de la plantilla se encuentran más distantes unas de otras pudiendo establecer claramente líneas de proporcionalidad entre los 3 minerales (dolomita, arcilla y carbonato).

La **Figura 6.4 y Figura 6.5 muestran las** plantillas maestras de física de rocas " $\lambda\rho$ vs $\mu\rho$ " y " v vs E " respectivamente.

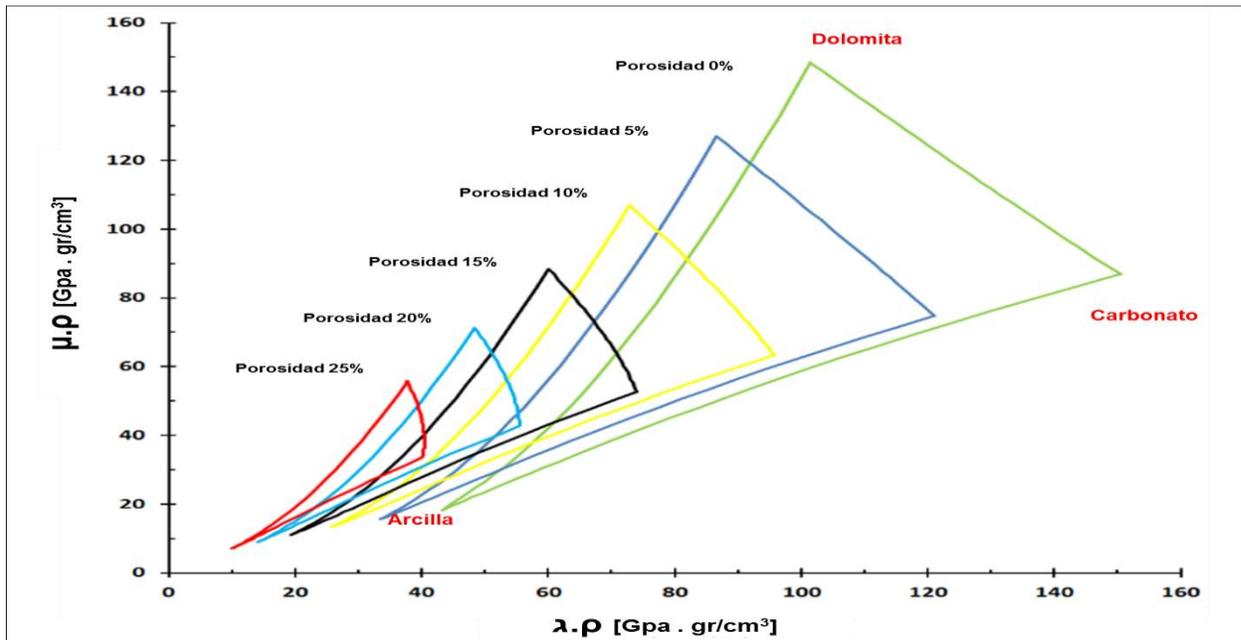


Figura 6.4 Plantilla maestra de física de rocas $\lambda\rho$ vs $\mu\rho$ (obtenida en el software de generación de plantillas maestras de física de rocas del IMP, 2016)

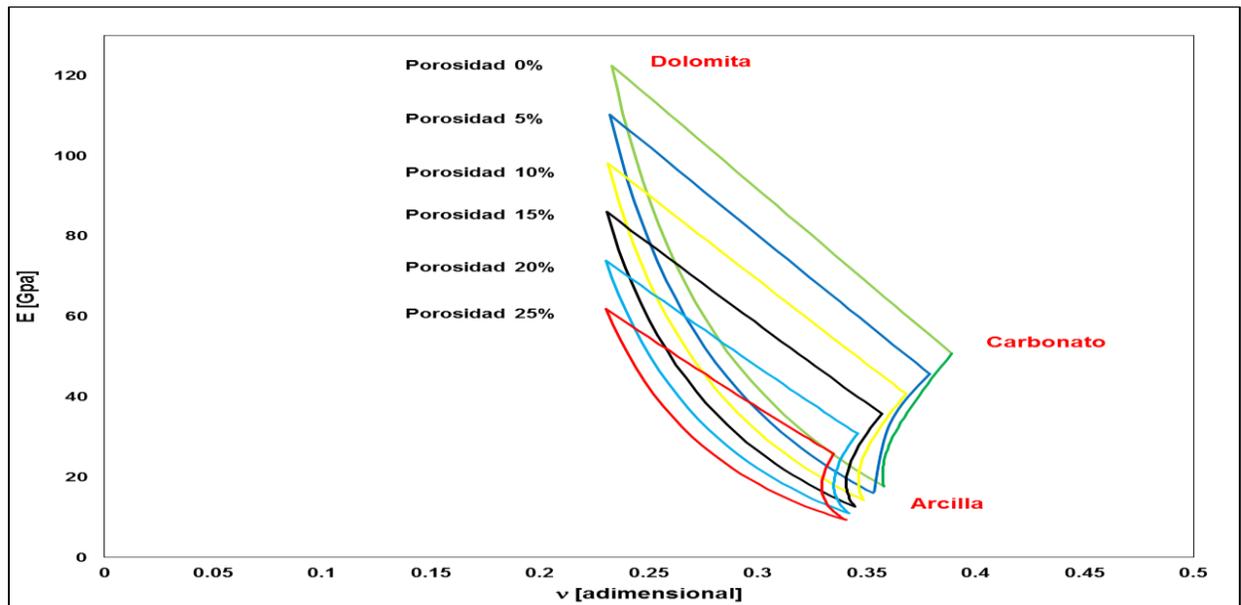


Figura 6.5 Plantilla maestra de física de rocas ν vs E (obtenida en el software de generación de plantillas maestras de física de rocas del IMP, 2016)

6.3.2 Metodología de análisis de parámetros elásticos de la roca

Durante el transcurso del presente estudio se participó, con **Nicolás-López, R.-Valdiviezo-Mijangos, O.**, en la elaboración de una metodología para la identificación de la composición mineralógica, contenido de fluidos y magnitud de los parámetros elásticos de la roca en intervalos productores de hidrocarburos.

La **Figura 6.6** muestra la metodología mencionada, cuyo propósito es el de establecer una secuencia de trabajo para identificar, con precisión, a través de plantillas maestras de física de rocas, la composición mineralógica, sedimentación, contenido de fluido y la magnitud de los parámetros elásticos de los intervalos productores de hidrocarburos.

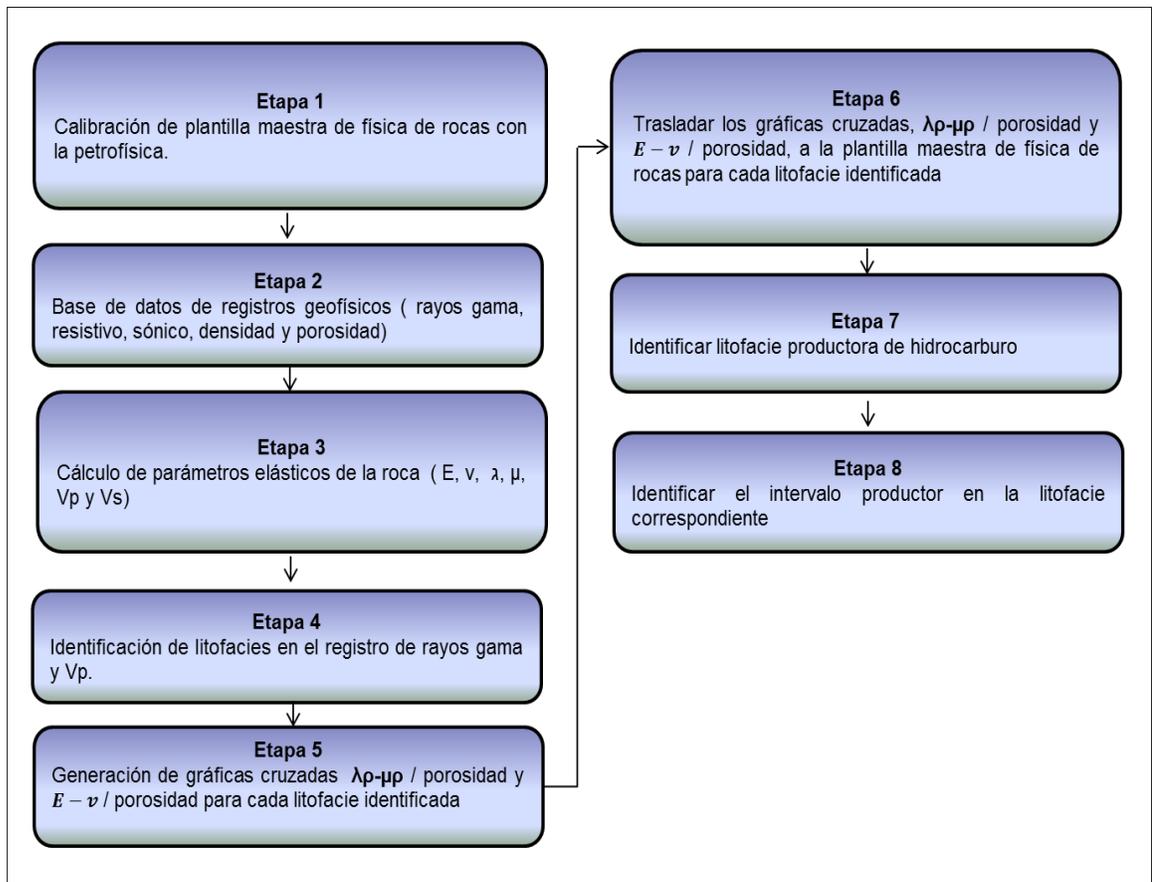


Figura 6.6 Metodología de análisis de parámetros elásticos de la roca

La metodología inicia con la calibración de la plantilla maestra de física de rocas con la petrofísica tomando en consideración la presión, temperatura y saturación del yacimiento; posteriormente se integran los registros geofísicos (rayos gama, resistivo, sísmico, densidad y porosidad) y se procede al cálculo de los parámetros elásticos de la roca, como son: módulo de Young (E), relación de Poisson (ν), parámetros de Lamé (λ y μ), módulo volumétrico (k), velocidad de onda compresional (V_p) y de corte (V_s), con apoyo del registro de rayos gama y la V_p se identifican las litofacies presentes en el intervalo de interés. Se generan las gráficas cruzadas $\lambda\rho - \mu\rho / E - \nu$, para cada una de las litofacies identificadas y se trasladan a la plantilla maestra de física de rocas agregando la porosidad (escala de colores), identificando la facie productora en cada pozo.

Con el intervalo productor identificado en la plantilla maestra de física de rocas se obtienen la mineralogía, sedimentación, contenido de fluido y las magnitudes (cimas y bases) de los parámetros elásticos del mismo.

La aportación de la metodología descrita resulta invaluable en la identificación y selección de intervalos óptimos para la eficiente producción de hidrocarburos.

6.4 Caso de estudio (campo T bloque III)

La producción planeada del tercer pozo perforado (T-123) en el bloque III del campo T era de 1,500 bpd y la producción real es de 200 bpd, 1,300 bpd menos de lo esperado, la baja producción ha puesto en riesgo el desarrollo del bloque mencionado, ya que comercialmente no resulta atractivo.

Las plantillas maestras de física de rocas ($\lambda\rho - \mu\rho$ y ν vs E) calculadas a través del software en desarrollo del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), serán utilizadas para identificar la composición mineralógica, contenido de fluido y la magnitud de los

parámetros elásticos de los intervalos productores en cada pozo del campo T bloque III, y de esta manera proporcionar una herramienta para identificar los intervalos óptimos para la producción de hidrocarburos.

6.4.1 Pozo T-101

El primer paso de la metodología consiste en la identificación de las litofacies presentes en el intervalo de interés del pozo. El análisis y clasificación de litofacies, ha sido un procedimiento relevante, durante décadas, entre los geólogos petroleros. Las litofacies ocurren en patrones predecibles en términos de distribución lateral y vertical; pueden también ser relacionadas con procesos sedimentarios y ambientes de depósito, **Midleton (1973)**.

Contar con una base de registros geofísicos de pozos, de calidad, es la clave del éxito para establecer una correcta clasificación de litofacies.

De acuerdo a **Per Avseth (2002)** se identifica y clasifica la información de registros de pozos en grupos, referente a litofacies. Se demuestra que un análisis local detallado de geología y propiedades físicas de la roca, proporciona un entendimiento de la variabilidad de los datos en los registros de pozos y es una guía para la selección óptima de parámetros de los mismos para la discriminación y clasificación de las litofacies.

Las litofacies son determinadas por los registros geofísicos básicos (rayos gama, densidad y sísmico). El modelado de física de rocas es utilizado como una guía para la identificación de las características propias de cada grupo en la información de los registros geofísicos.

Habiendo establecido una base de datos estática representativa en un pozo tipo, esta puede ser extrapolada a otros pozos en el área.

La **Figura 6.7** muestra los registros geofísicos requeridos para el presente análisis.

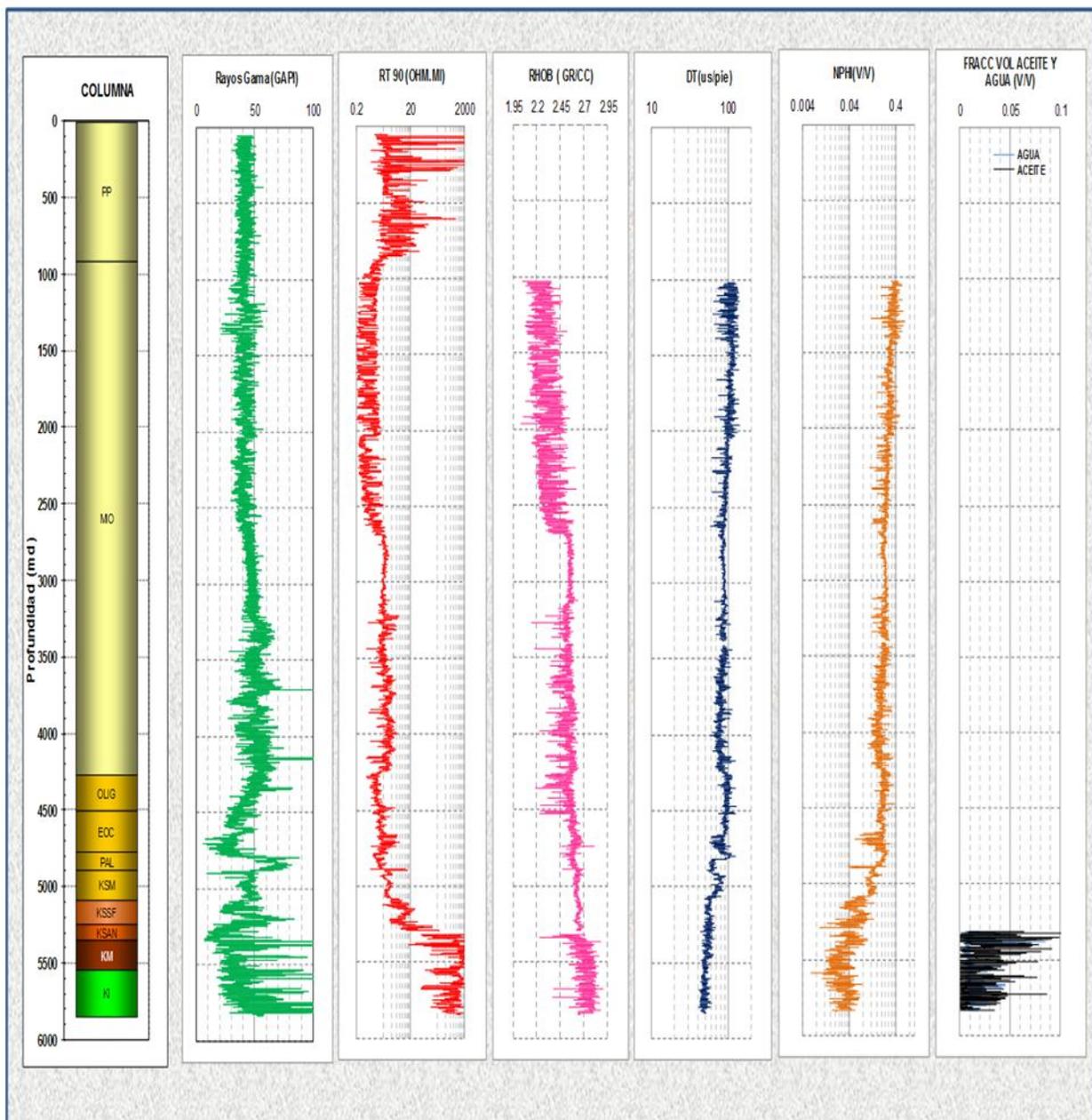


Figura 6.7 Registros geofísicos convencionales del pozo T-101.

A partir de los registros convencionales se calculan los parámetros elásticos, mostrados en la **Tabla 6.1**.

Tabla 6.1 Parámetros elásticos de la roca

Parámetro Elástico		Unidades
E	Módulo de Young	[Gpa]
ν	Relación de Poisson	[adimensional]
k	Módulo Volumétrico	[Gpa]
μ	Módulo de cizalla	[Gpa]
λ	Parámetro de compresibilidad de Lamé	[Gpa]
Vp	Velocidad de onda compresional	[Km/seg]
Vs	Velocidad de onda de cizalla	[Km/seg]

Para obtener los parámetros elásticos descritos en la tabla 6.1, se elaboró una hoja de cálculo (**Tabla 6.2**), retroalimentada con la información obtenida de los registros geofísicos (profundidad, densidad y tiempo de tránsito) y se programaron las formulas correspondientes para la obtención de los parámetros (Figura 6.2).

Tabla 6.2 Parámetros elásticos calculados a partir de registros geofísicos del pozo T-101. A partir de Vp y Vs. (Las columnas sombreadas son los datos tomados de los registros y el resto son calculadas con las formulas vistas anteriormente).

Profundidad [m]	rho [gm/cm ³]	DT c [μs/ft]	DT s [μs/ft]	Vp [km/seg]	Vs [km/seg]	λ - ρ [Gpa.gm/cm ³]	μ - ρ [Gpa.gm/cm ³]	λ [Gpa]	μ [Gpa]	E[Gpa]	ν [adimensional]	k[Gpa]
5250	2.5437	54.1218	109.8	5.632	2.776	105.524	49.847	41.484	19.596	52.502	0.340	54.549
5250.1	2.5438	51.3293	111.1	5.938	2.743	130.813	48.680	51.424	19.137	52.220	0.364	64.182
5250.2	2.5354	51.3293	111.1	5.938	2.743	129.951	48.359	51.255	19.074	52.048	0.364	63.970
5250.3	2.5245	51.3252	112.6	5.939	2.708	131.300	46.730	52.010	18.511	50.673	0.369	64.351
5250.4	2.5132	51.3252	112.6	5.939	2.708	130.127	46.313	51.777	18.428	50.447	0.369	64.063
5250.5	2.5042	52.486	112.8	5.807	2.702	119.909	45.788	47.883	18.285	49.801	0.362	60.073
5250.6	2.5014	52.486	112.8	5.807	2.702	119.641	45.686	47.830	18.264	49.746	0.362	60.006
5250.7	2.5032	54.5791	112	5.585	2.720	102.673	46.373	41.017	18.526	49.813	0.344	53.367

La **Tabla 6.3** muestra valores característicos de k , μ , V_p , V_s y ν para los minerales presentes en las formaciones de interés en el presente estudio.

Tabla 6.3 Módulos, densidad y velocidades (V_p y V_s) de minerales comunes ([13] Log Interpretation Charts (1984); [14] Simmons (1965); [32] Bhimasenacher (1945); [33] Peselnick and Robie (1963); [35] Humbert and Plicque (1972); [43] Dandekar (1968); [44] Anderson and Liebermann (1966); [45] Nur and Simmonds (1969b); [52] Eastwood and Castagna (1986))

Mineral	Módulo volumétrico [Gpa]	Módulo de corte [Gpa]	Densidad [gr/cm ³]	Vp [Km/seg]	Vs [Km/seg]	Relación de Poisson [adimensional]	Referencia
Carbonatos							
Calcita	76.80	32.00	2.71	6.64	3.44	0.32	[14]
	63.70	31.70	2.70	6.26	3.42	0.29	[32]
	70.20	29.00	2.71	6.34	3.27	0.32	[33]
	74.80	30.60	2.71	6.53	3.36	0.32	[43]
	68.30	28.40	2.71	6.26	3.24	0.32	[44]
Dolomita	94.90	45.00	2.87	7.34	3.96	0.30	[35]
	69.40	51.60	2.88	6.93	4.23	0.20	[13]
	76.40	49.70	2.87	7.05	4.16	0.23	[45]
Arcillas							
lita	21.00	7.00	2.60	4.32	2.54	0.35	[52]

Con los parámetros elásticos calculados podemos identificar las litofacies presentes en el intervalo de interés, utilizando V_p y el registro de rayos gamma.

En la **Figura 6.8** se muestran las 5 litofacies identificadas en el intervalo de interés (5250-5841 md), el cual es productor en calizas dolomitizadas del KM.

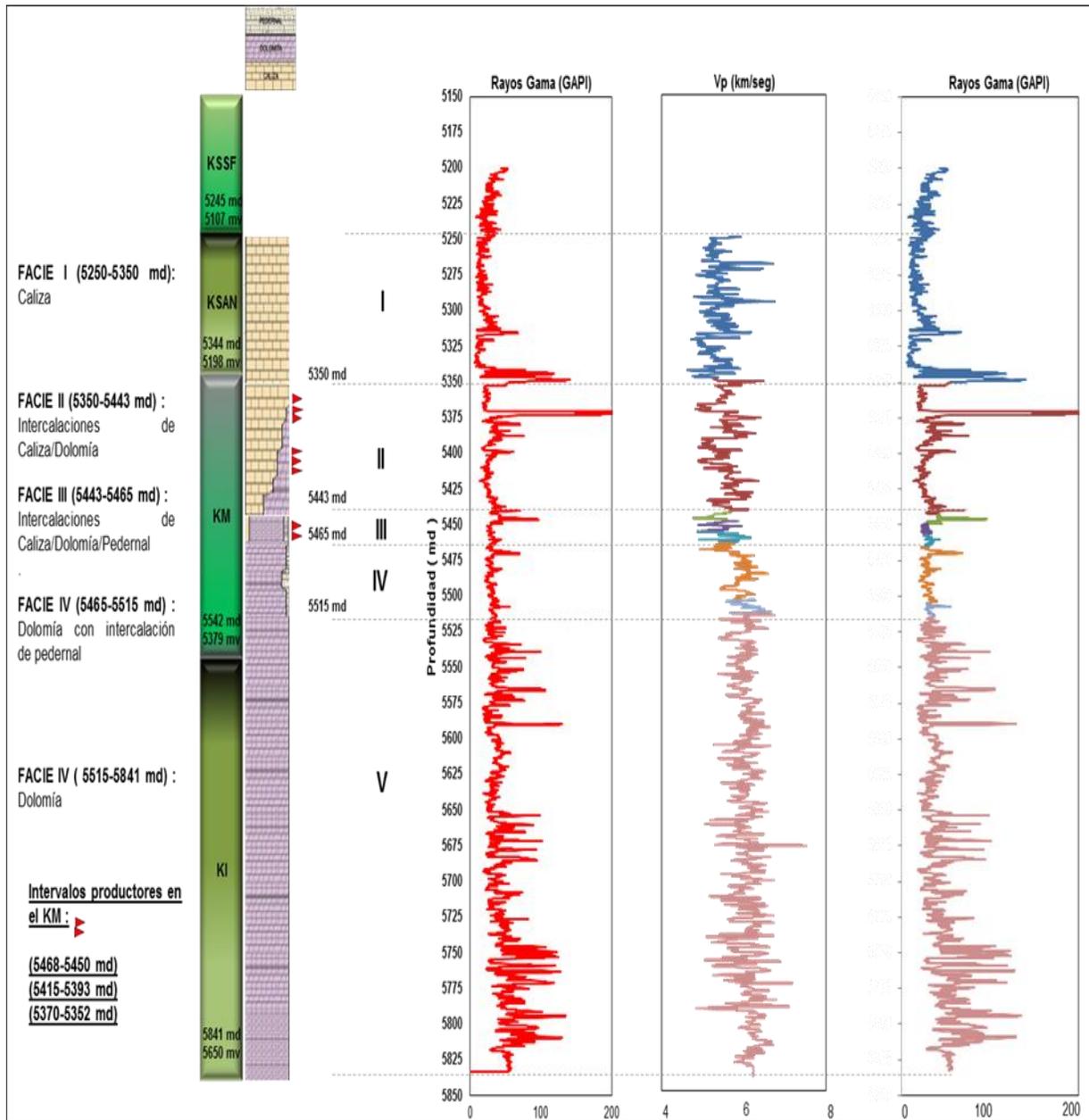


Figura 6.8 Identificación de litofacies del pozo T-101.

Con los valores calculados de $\lambda\rho - \mu\rho$, en cada una de las litofacies identificadas en la figura 6.7, se generan las gráficas cruzadas y, posteriormente, se trasladan a la plantilla maestra de física de rocas (**Figura 6.9**), para cada una de las litofacies. En el pozo T-101 se identificaron 5 litofacies (intervalo 5250-5841 m).

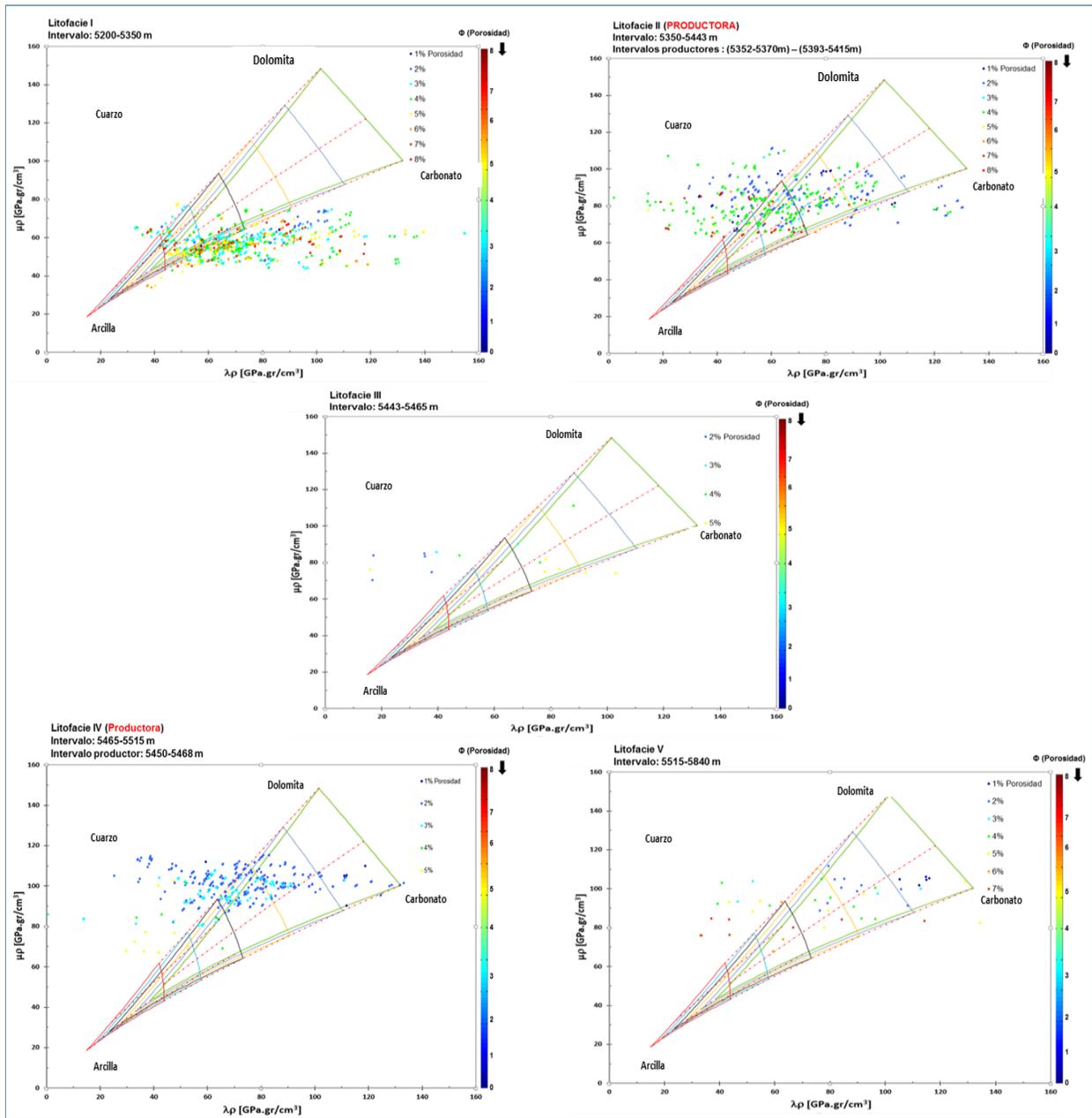


Figura 6.9 Plantilla maestra de física de rocas $\lambda\rho - \mu\rho$, litología y porosidad, litofacies del pozo T-101 intervalo 5250-5841 m.

El pozo T-101, es productor, de gas y condensado, en las litofacies II, III y IV del KM (Intervalos disparados: 5450-5468 m, 5352-5370 m y 5393-5415 m).

En la **Figura 6.10** se muestran todas las litofacies identificadas, en una sola plantilla maestra de física de rocas ($\lambda\rho - \mu\rho$), de acuerdo al código de colores (regla en lado derecho del gráfico) se observan porosidades dominantes de 3-4% con dolomita como litología dominante.

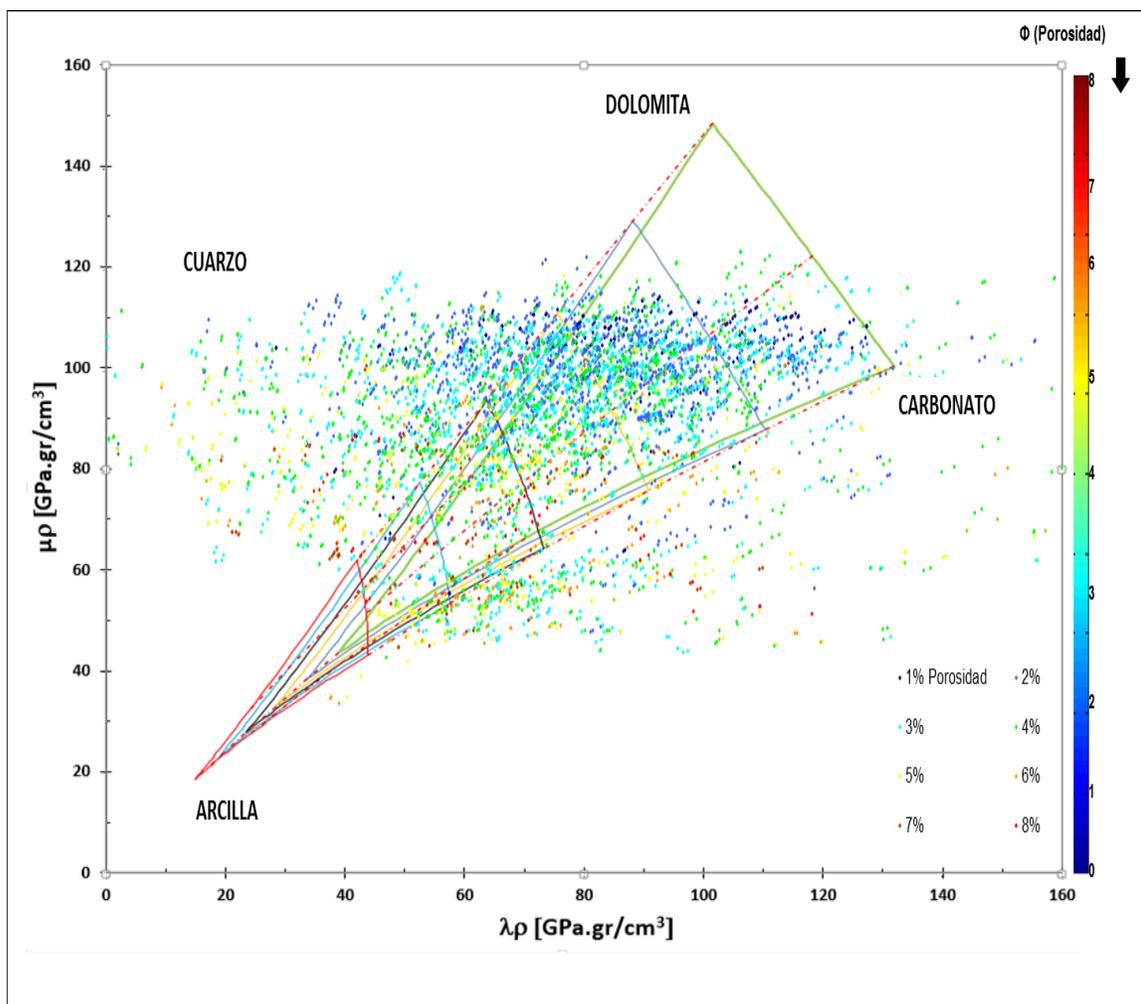


Figura 6.10 Plantilla maestra de física de rocas $\lambda\rho - \mu\rho$, litología y porosidad del pozo T-101 intervalo 5250-5841 m.

La tendencia del yacimiento se observa en la **Figura 6.11** (circulo negro) por lo que podemos decir que se trata de una caliza dolomitizada con porcentajes de dolomita de 50% y mayores, con porosidades entre 3 y 4% en el intervalo productor.

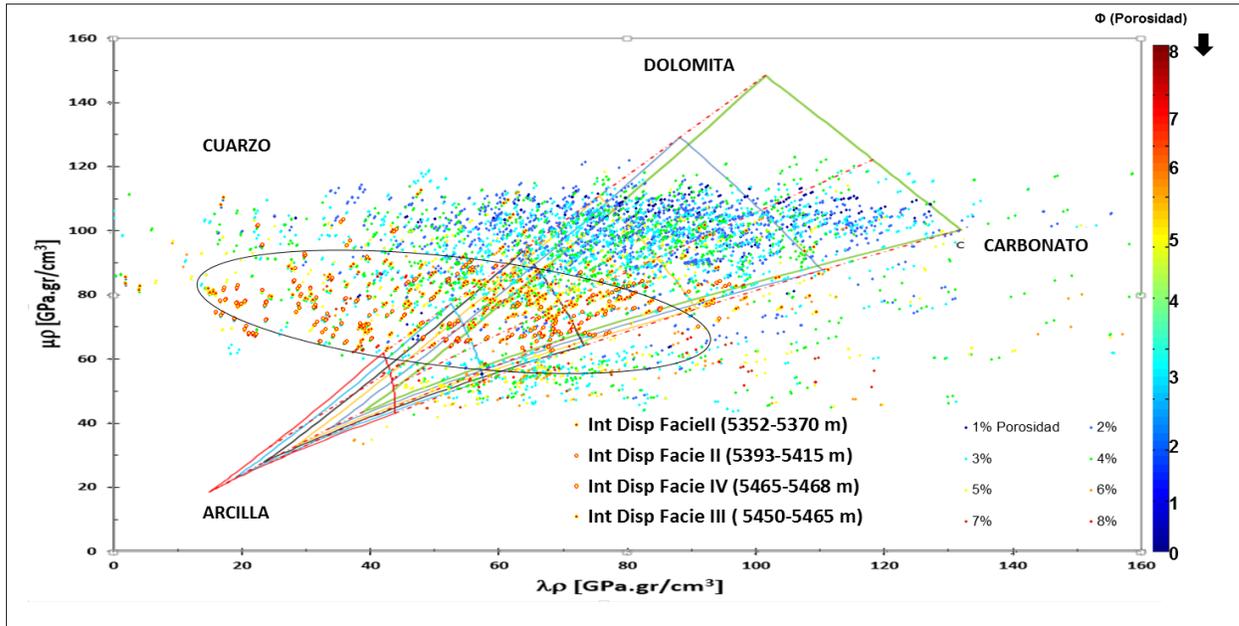


Figura 6.11 Identificación de yacimiento en la plantilla maestra de física de rocas $\lambda\rho - \mu\rho$, litología y porosidad del pozo T-101.

La Figura 6.12 muestra el comportamiento de la figura 6.11 con respecto a la profundidad.

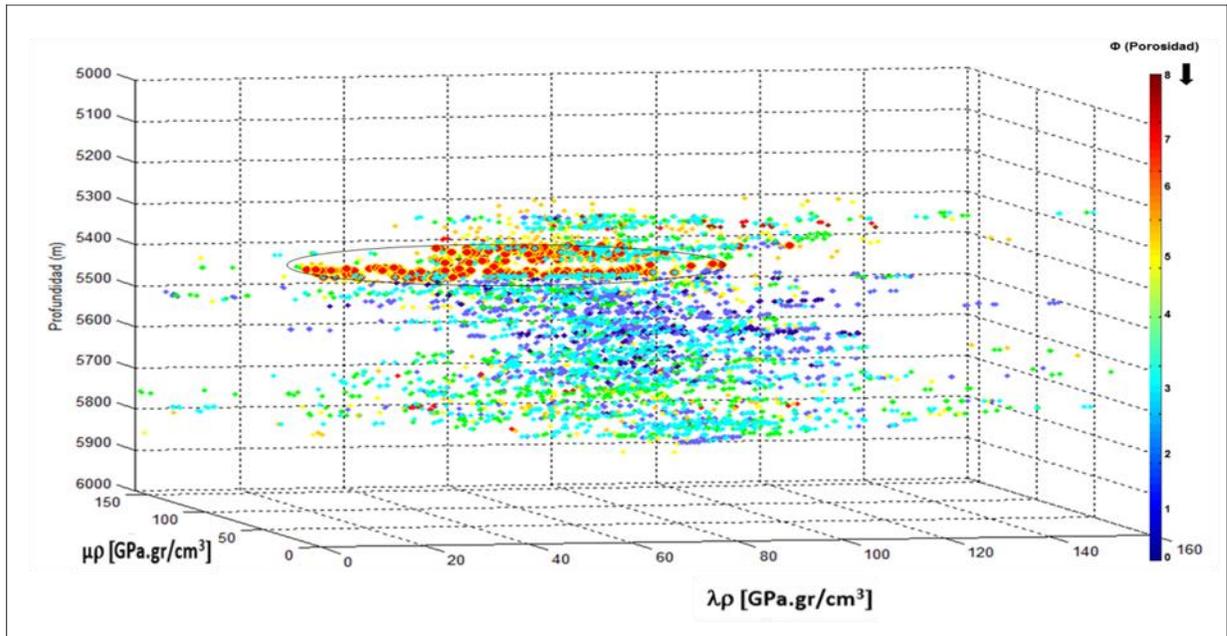


Figura 6.12 Plantilla maestra de física de rocas 3D ($\lambda\rho - \mu\rho$) yacimiento del pozo T-101.

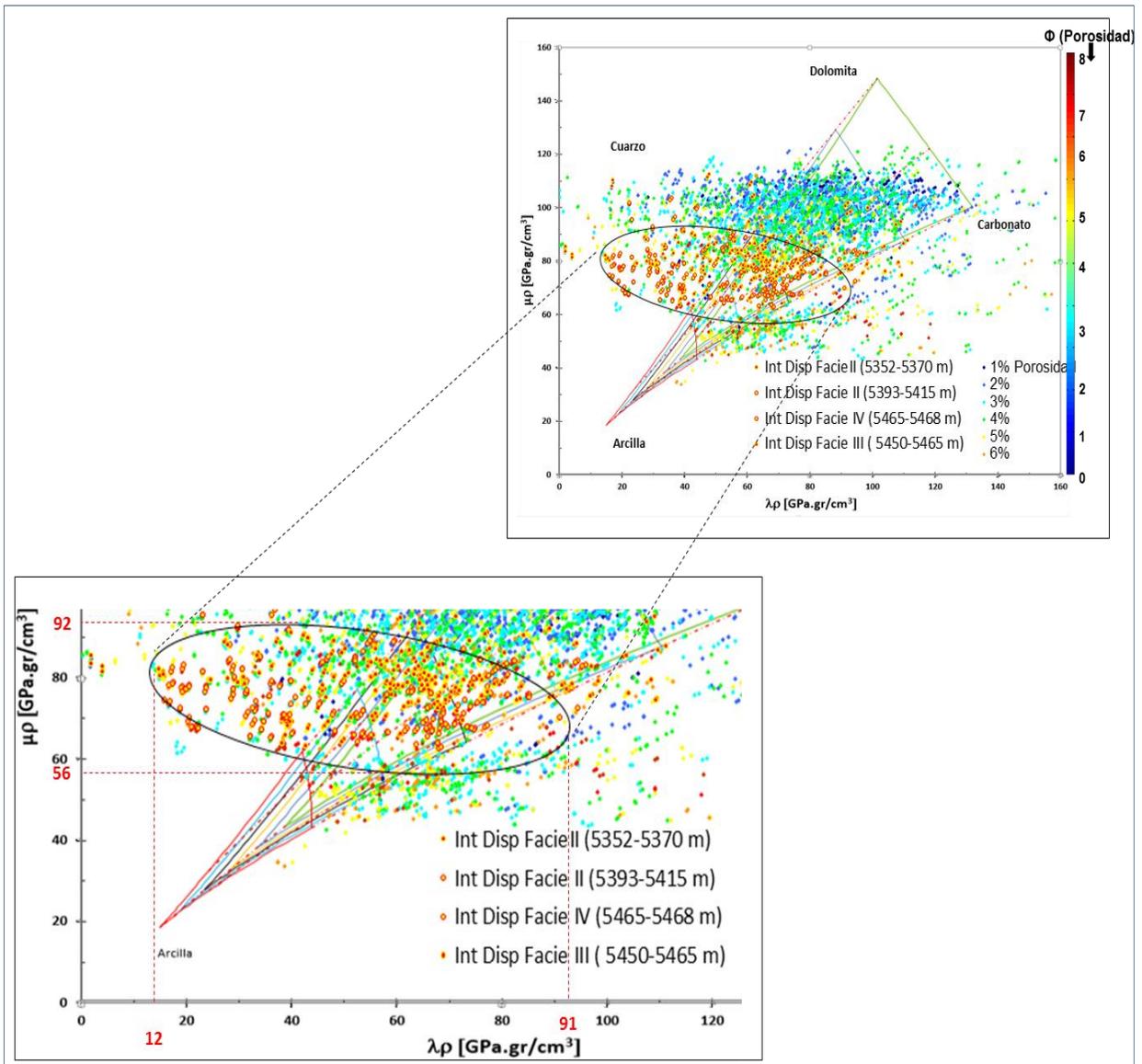


Figura 6.13 Plantilla maestra de física de rocas ($\lambda\rho - \mu\rho$), identificación de valores de $\lambda\rho$ y $\mu\rho$ intervalo productor del pozo T-101.

La **Figura 6.13** muestra las litofacies identificadas, en el Cretácico, del pozo T-101, donde se identifica el yacimiento en el KM, identificado con un círculo negro, donde se marcan los valores de $\lambda\rho$ y $\mu\rho$ característicos de la formación productora de hidrocarburos.

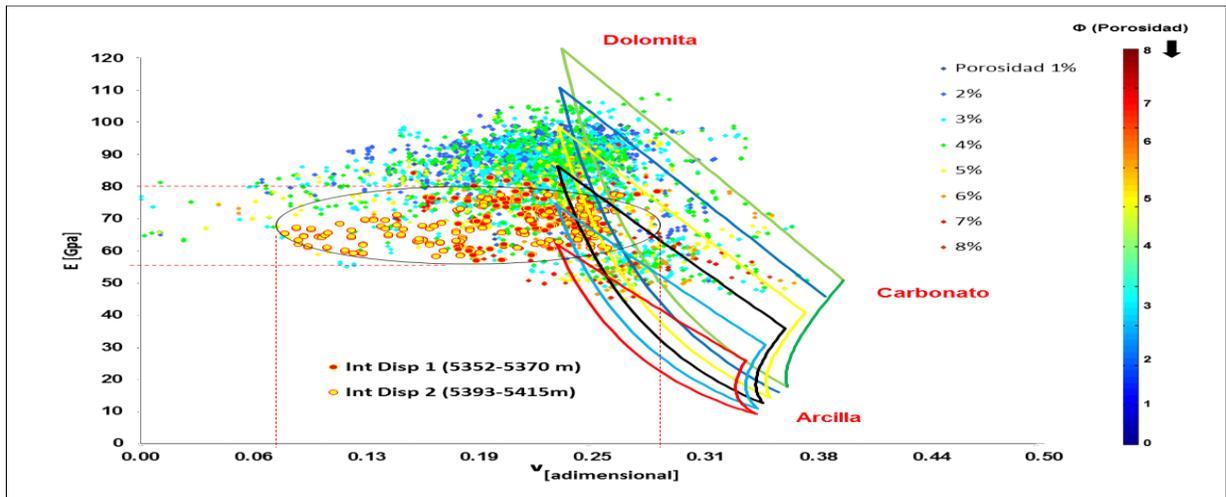


Figura 6.14 Plantilla maestra de física de rocas ($E - \nu$), identificación de valores de E y ν del yacimiento del pozo T-101.

La **Figura 6.14** muestra la plantilla maestra de física de rocas $E - \nu$, donde se identifica el yacimiento (circulo negro), así como las magnitudes del módulo de Young (E) y relación de Poisson (ν) del intervalo productor.

En la **Figura 6.15** podemos observar el comportamiento de la figura 6.14 con respecto a la profundidad.

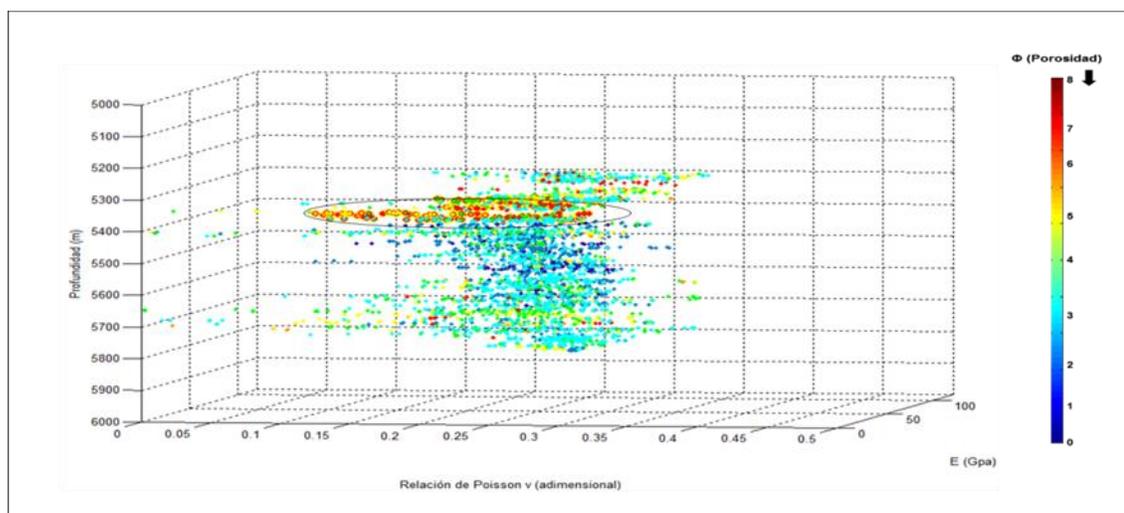


Figura 6.15 Plantilla maestra de física de rocas 3D ($E - \nu$) del yacimiento del pozo T-101.

6.4.2 Pozo T-102

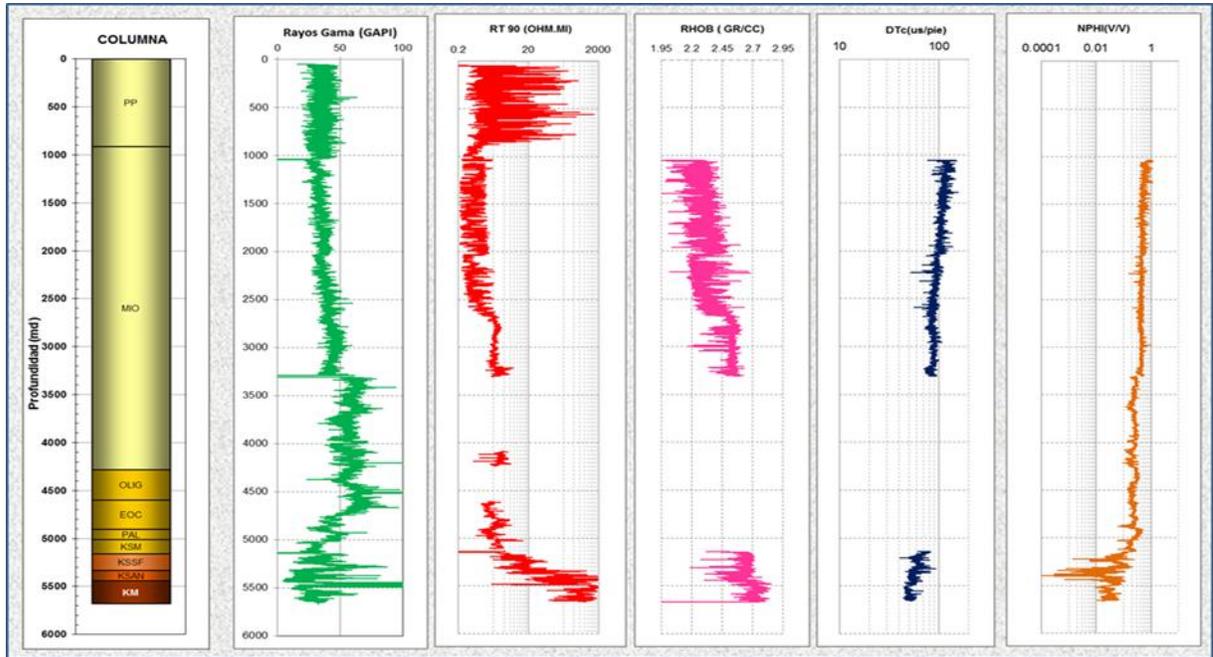


Figura 6.16 Registros geofísicos convencionales del pozo T-102.

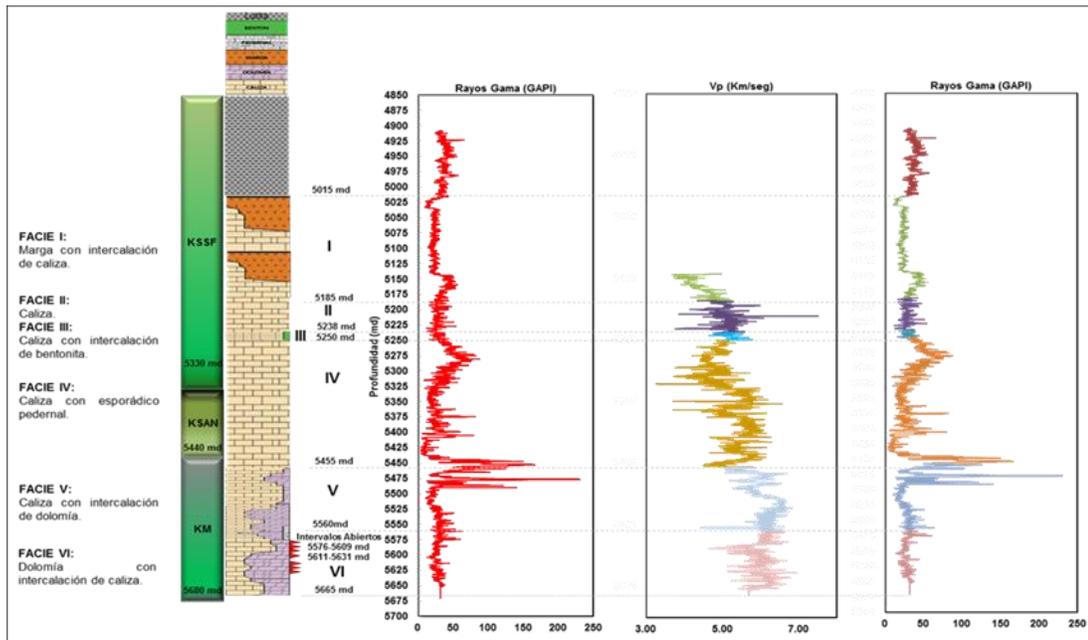


Figura 6.17 Identificación de litofacies del pozo T-102.

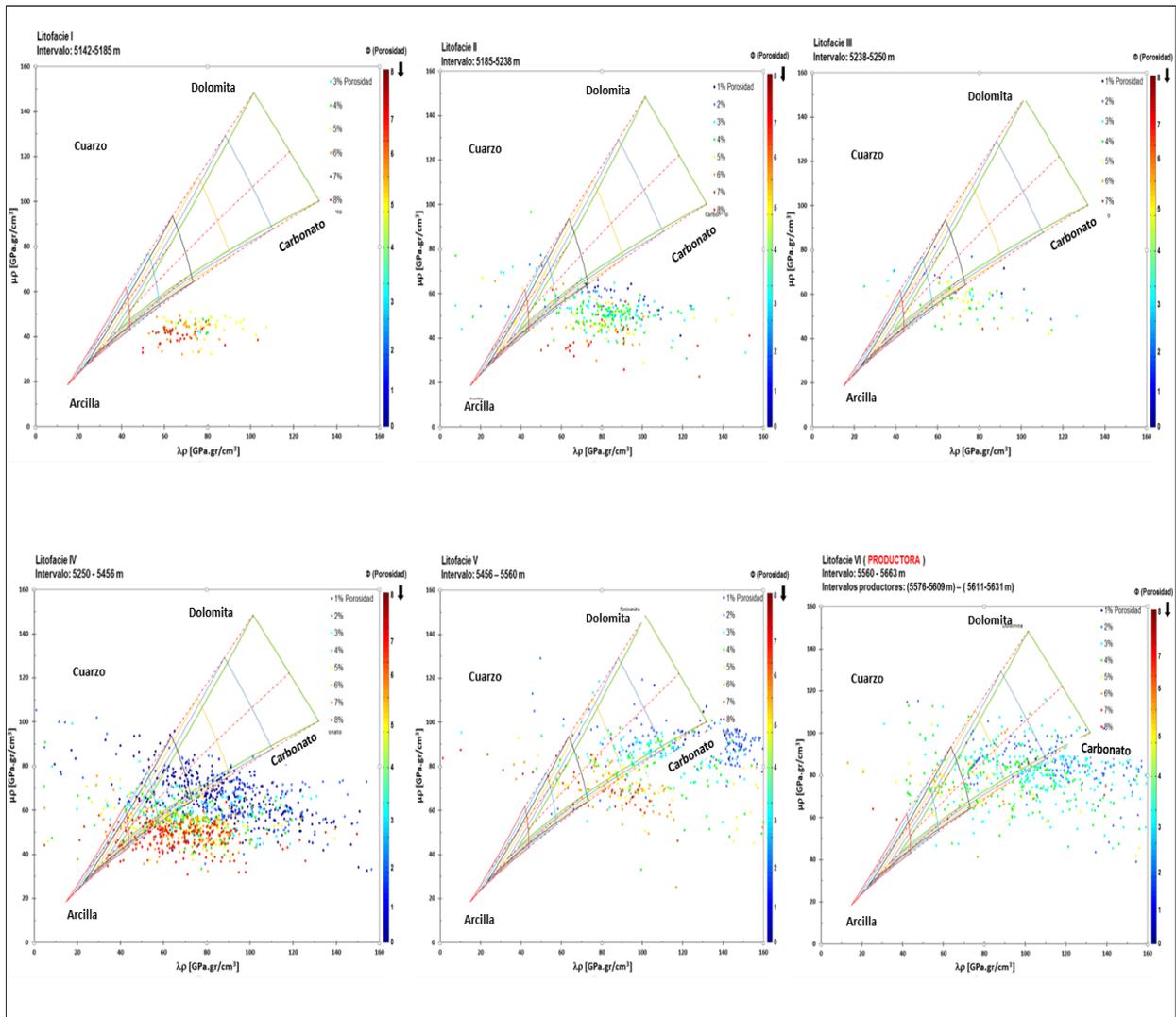


Figura 6.18 Plantilla maestra de física de rocas $\lambda\rho - \mu\rho$, litología y porosidad, litofacies del pozo T-102 en el intervalo 5142-5663 m.

El pozo T-102 es productor en la litofacie VI, como se muestra en la **Figura 6.18**, la cual pertenece al KM, al igual que en el pozo T-101. Los intervalos productores de hidrocarburos son 5576-5609 m y 5611-5631 m.

En la **Figura 6.19** se integran todas las litofacies identificadas en la plantilla maestra de física de rocas ($\lambda\rho - \mu\rho$), se observan porosidades de 3-4% con dolomita como litología dominante y una zona cargada a la parte baja del gráfico con porosidades de 7-8%.

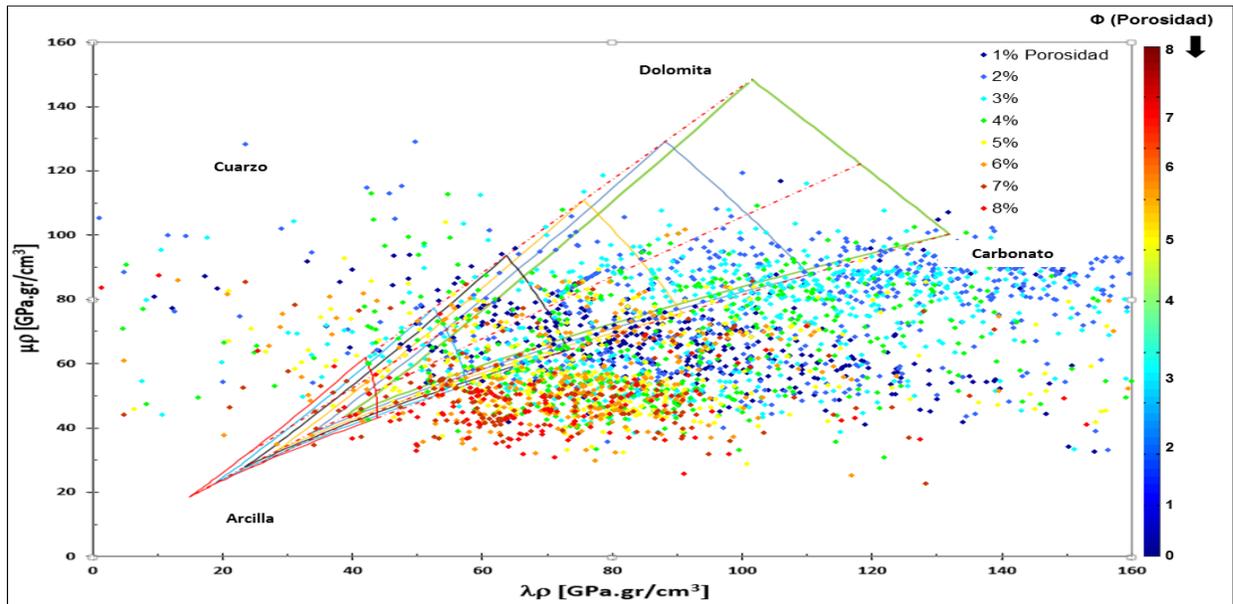


Figura 6.19 Plantilla maestra de física de rocas $\lambda\rho - \mu\rho$, litología y porosidad del pozo T-102 en el intervalo 5142-5663 m.

Podemos observar, en la **Figura 6.20**, la tendencia del yacimiento (circulo negro) por lo que podemos decir que se trata de una caliza dolomitizada con porcentajes de dolomita de 50% y mayores.

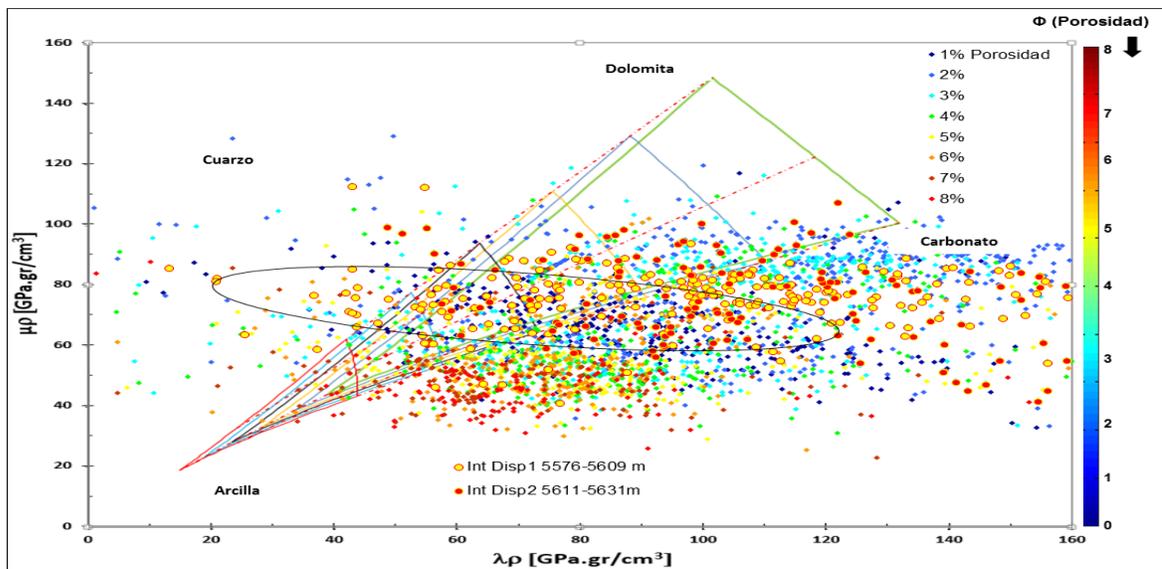


Figura 6.20 Identificación del yacimiento en la plantilla maestra de física de rocas $\lambda\rho - \mu\rho$, litología y porosidad del pozo T-102.

La Figura 6.21 muestra el comportamiento de la figura 6.20 con respecto a la profundidad.

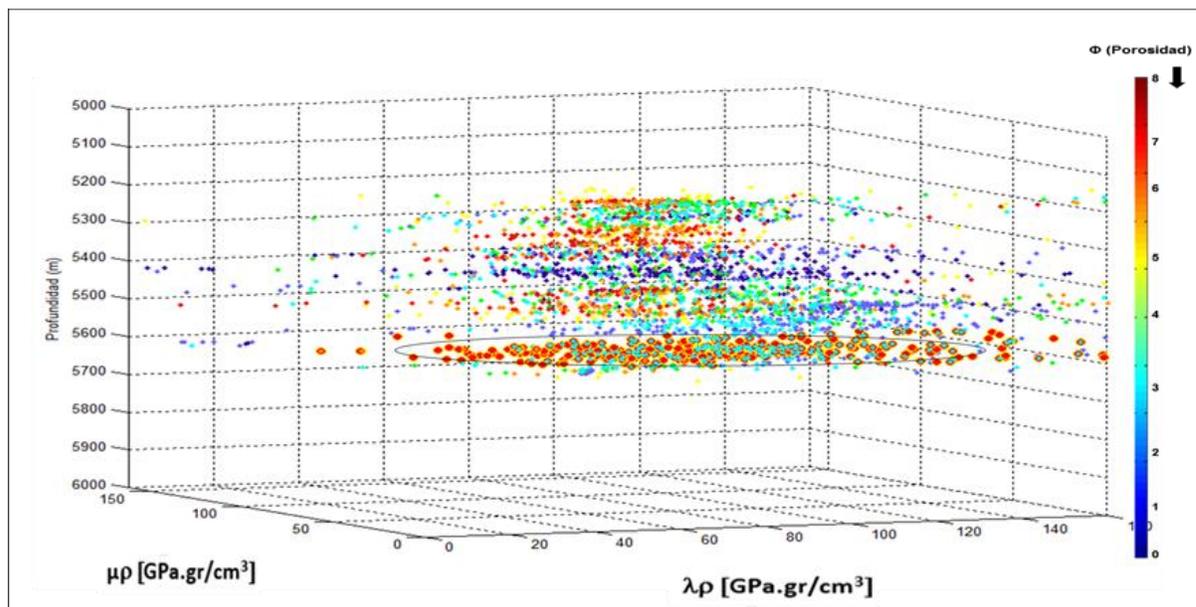


Figura 6.21 Plantilla maestra de física de rocas 3D ($\lambda\rho - \mu\rho$) del yacimiento del pozo T-102.

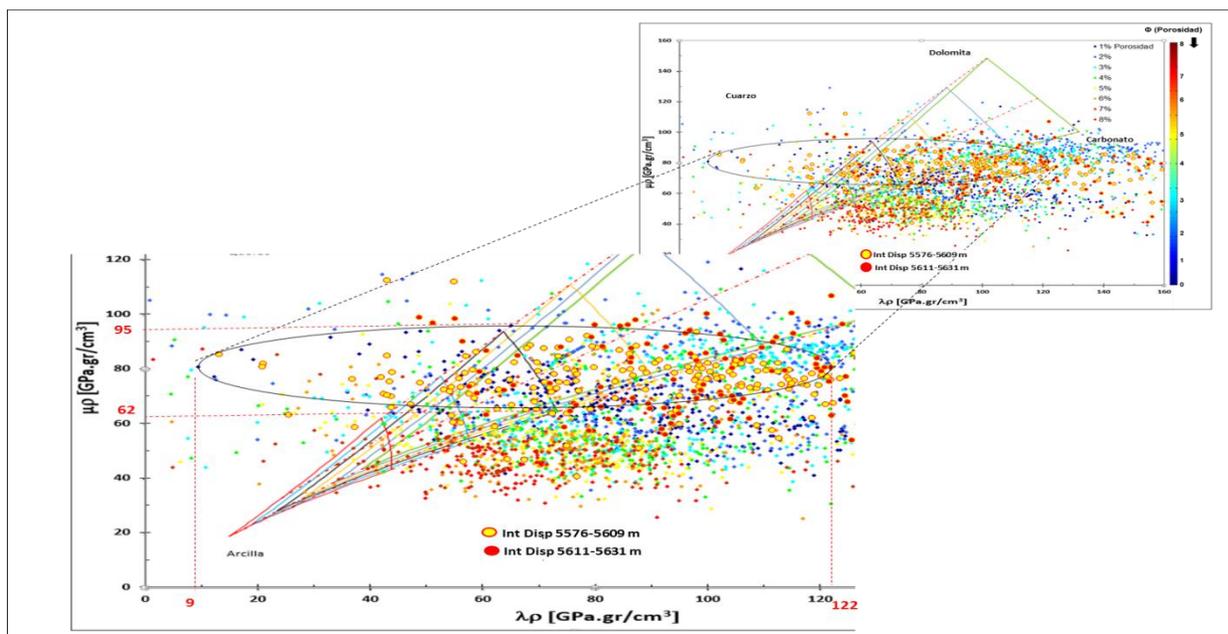


Figura 6.22 Plantilla maestra de física de rocas ($\lambda\rho - \mu\rho$), identificación de valores de $\lambda\rho$ y $\mu\rho$ en el intervalo productor del pozo T-102.

La **Figura 6.22** muestra las facies identificadas en el Cretácico del pozo T-102, donde se identifica el yacimiento en el KM, dentro de un círculo negro, donde se marcan los valores de $\lambda\rho$ y $\mu\rho$ característicos de la formación productora de hidrocarburos.

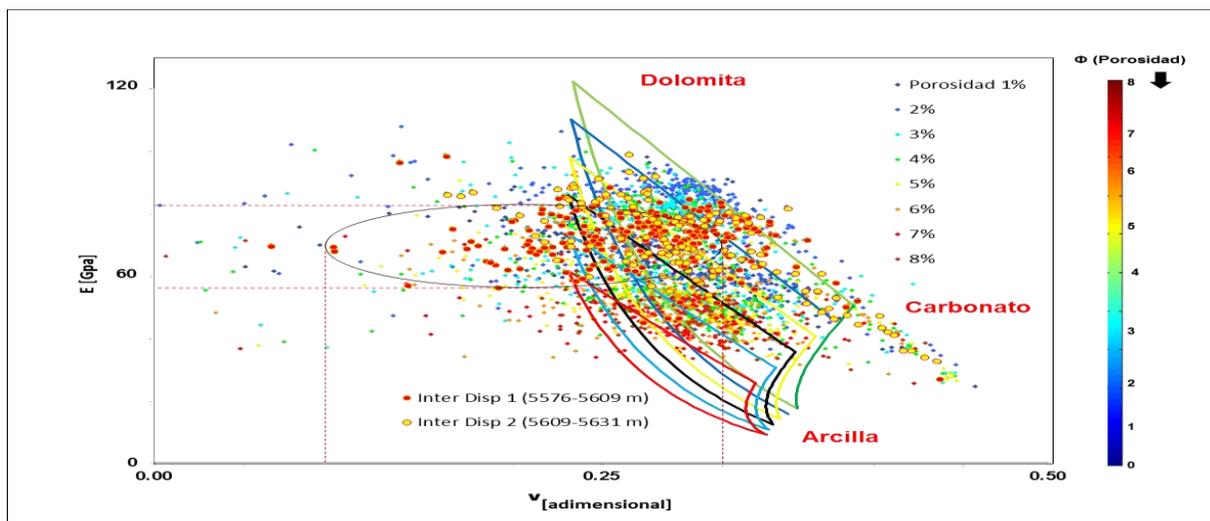


Figura 6.23 Plantilla maestra de física de rocas ($E - \nu$), identificación de valores de E y ν del yacimiento del pozo T-102.

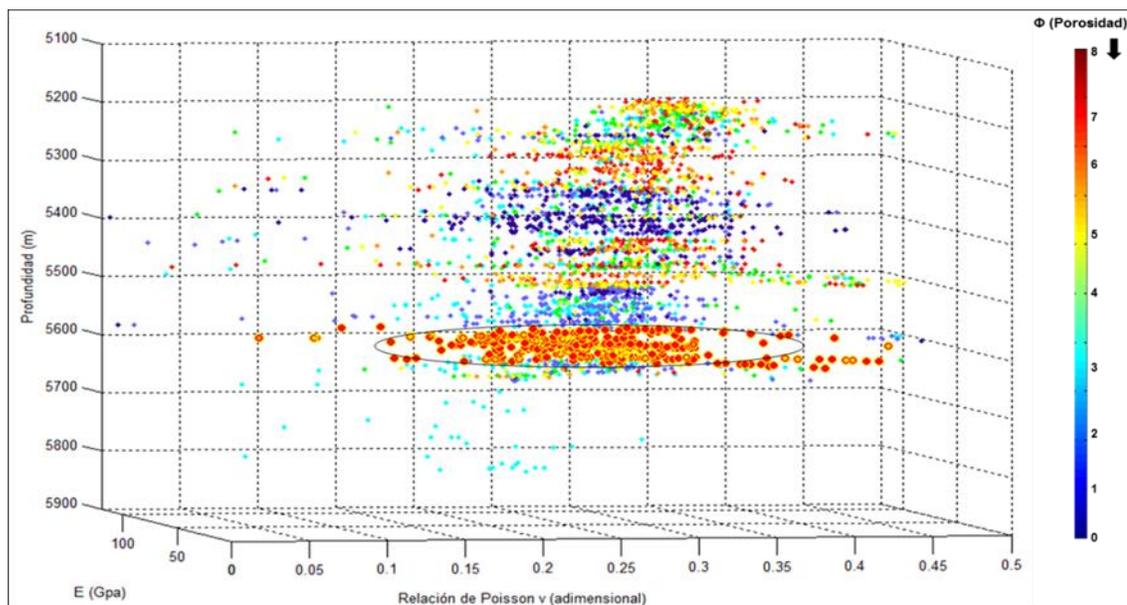


Figura 6.24 Plantilla maestra de física de rocas 3D ($E - \nu$) del yacimiento del pozo T-102.

La **Figura 6.23** muestra la plantilla maestra de física de rocas $E - \nu$, donde se identifica el yacimiento (circulo negro) así como las magnitudes del módulo de Young (E) y relación de Poisson (ν). En la **Figura 6.24** podemos observar el comportamiento de la figura 6.23 en 3D.

6.4.3 Pozo T-123

La **Figura 6.25** muestra la información de los registros geofísicos tomados en el pozo, podemos observar una discontinuidad en la parte inferior de los mismos, en el Cretácico, esto se debe a que dicha información fue adquirida en agujero entubado, debido a problemas durante la perforación de la última etapa, como se describió en el capítulo III.

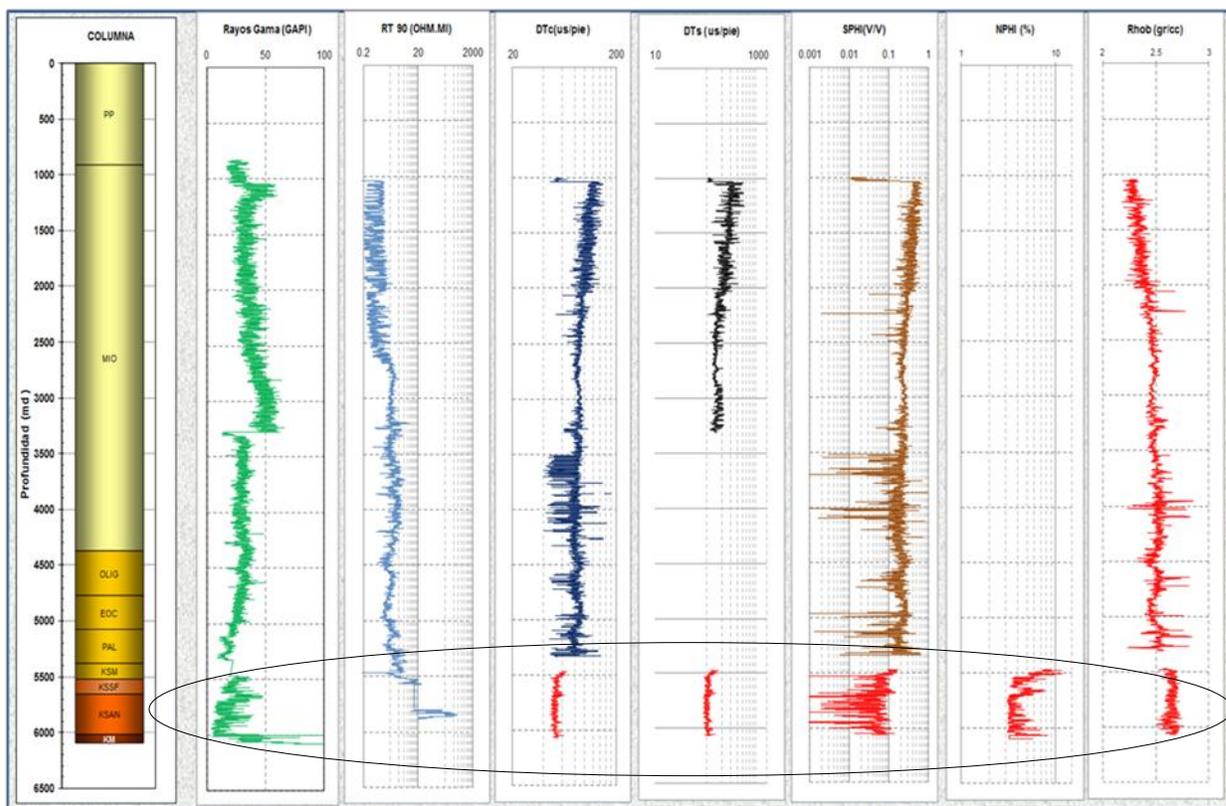


Figura 6.25 Registros geofísicos convencionales del pozo T-123.

Se tomó un registro en agujero entubado, en la etapa productora, el cual fue procesado para obtener las curvas de los registros (resistivo, sónico, densidad y porosidad) identificados con un círculo negro en la figura 6.25, Las curvas obtenidas del procesado, en el cretácico, muestran un **cambio de tendencia importante** respecto a los registros superficiales.

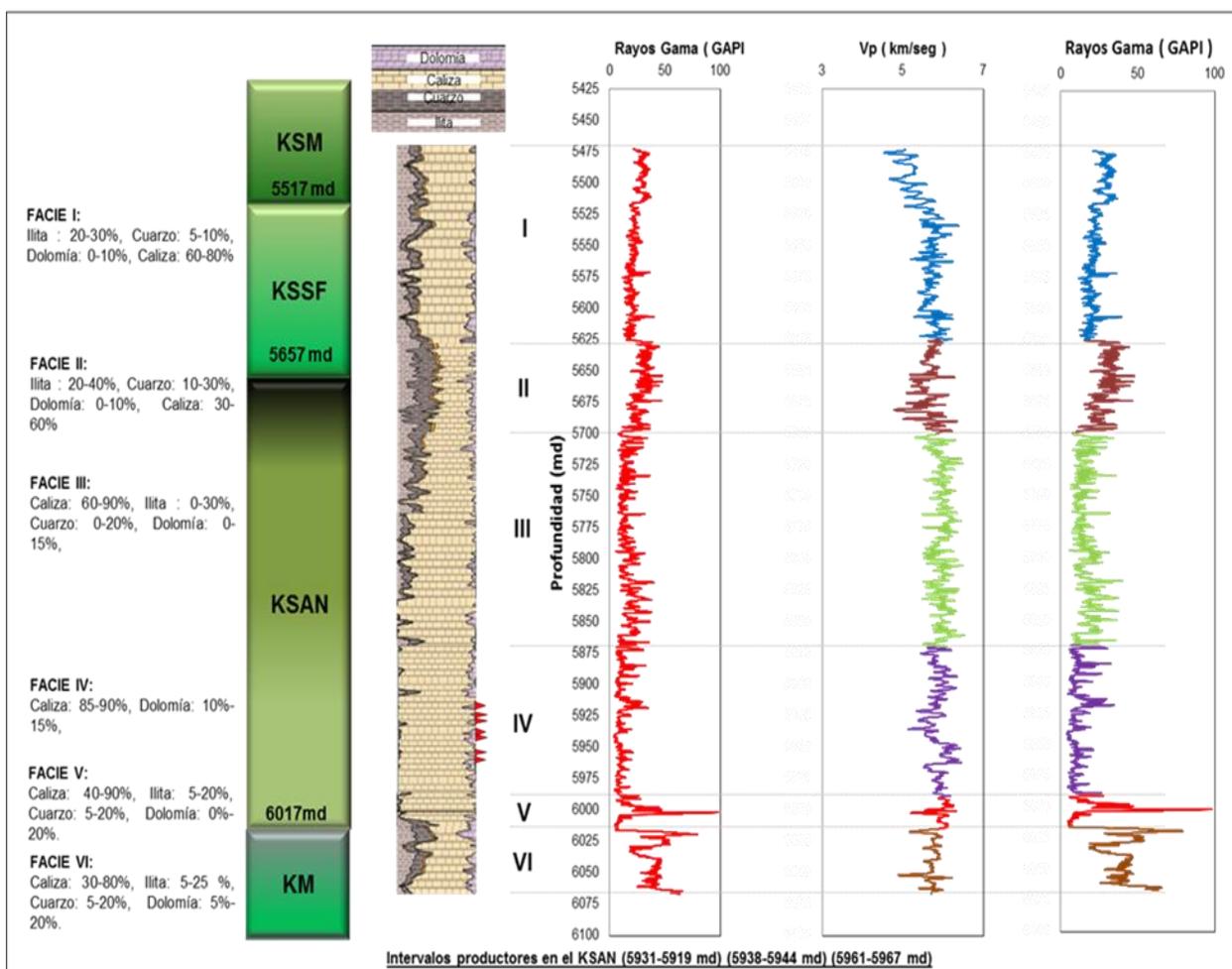


Figura 6.26 Identificación de litofacies del pozo T-123

La **Figura 6.26** muestra la identificación de las litofacies presentes en el intervalo de interés (Cretácico). Por correlación del registro de rayos gama con los pozos vecinos (T-101 y 102) se definió que el intervalo productor, en este caso, se ubica en el KSAN (litofacie IV).

La litofacie IV como se observa en la figura 6.26 está conformada por caliza (90%), dolomita (0-10%) y arcilla (0-5%).

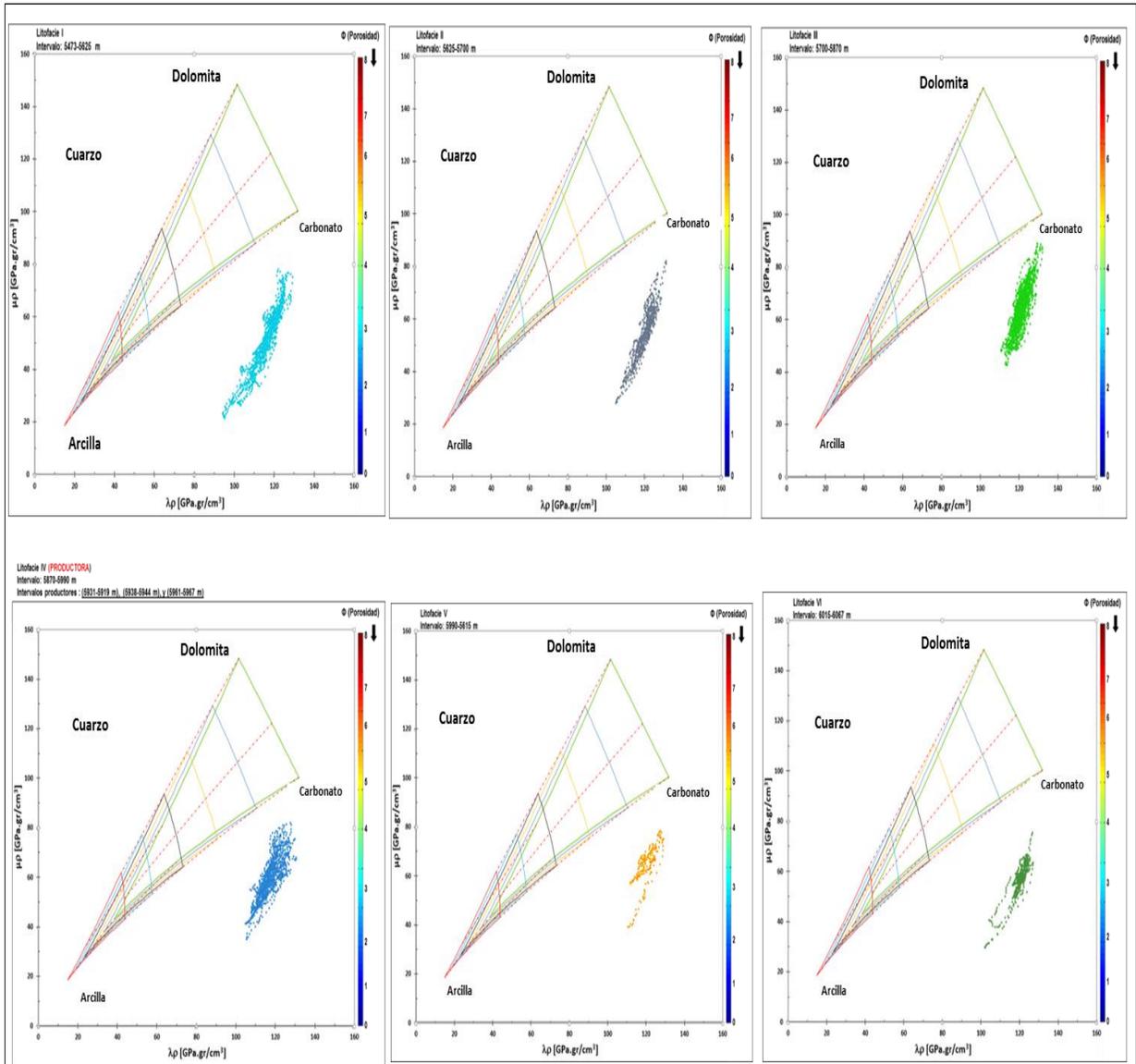


Figura 6.27 Plantilla maestra de física de rocas $\lambda\rho - \mu\rho$ del pozo T-123 en el intervalo 5473-6067 m.

El pozo T-123, es productor en la litofacie IV, del KSAN (intervalos abiertos: 5931-5919 m, 5938-5944 m y 5961-5967 m). Podemos observar un comportamiento muy diferente al de los pozos T-101 y 102. La información proporcionada por el registro procesado no se ubica dentro de la plantilla maestra de física de rocas (**Figura 6.27**).

La identificación mineralógica, porosidad y magnitud de parámetros elásticos no corresponde a los obtenidas en el pozo T-101 y T-102.

6.5 Parámetros elásticos característicos del Cretácico Medio (KM) y de los intervalos productores en el campo T, bloque III.

El objetivo principal del presente capítulo es el de proporcionar los parámetros elásticos característicos de la cima y base del KM (formación productora del campo T bloque III) así como la de los intervalos productores de hidrocarburos.

Con la metodología de análisis de parámetros elásticos de la roca, propuesta en el presente estudio, se obtienen los datos duros, que sirven para ubicar el pozo en el intervalo óptimo para la producción de hidrocarburos, evitando una producción inferior a la estimada, como fue el caso del pozo T-123.

La **Tabla 6.4** muestra las magnitudes de los parámetros elásticos del intervalo productor de hidrocarburos en el KM del campo T, bloque III.

Tabla 6.4 Valores característicos de los parámetros elásticos del intervalo productor del campo T bloque III.

Propiedad característica	Cima KM	Base KM	Base intervalo disparado	Cima intervalo disparado
E [Gpa]	62.30	84.00	77.50	78.08
ν [adim]	0.260	0.230	0.272	0.144
$\lambda\rho$ [Gpa. gr/cm ³]	62.50	78.60	97.36	36.78
$\mu\rho$ [Gpa. gr/cm ³]	71.60	90.80	79.40	90.50
Φ [%]	4.00	3.00	5.00	5.00

CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES

Al establecer la optimización de la perforación, se reduce de modo considerable el NPT (85%) relacionado con la estabilidad mecánica del agujero.

La metodología desarrollada en el presente estudio para el análisis del NPT, forma parte importante en la generación de los mapas de riesgo de perforación, los cuales proporcionan a los ingenieros, de diseño y de perforación, una herramienta para evaluar los riesgos durante la perforación.

Entender y anticiparse a las causas de los problemas operativos durante la perforación, y contar con soluciones planeadas, son necesarias para lograr el éxito integral del proyecto.

Pensar en prevenir totalmente la inestabilidad del agujero es irreal, ya que el restaurar las condiciones fisicoquímicas in-situ de la roca es imposible. Sin embargo, con buenas prácticas operativas (densidad del lodo de perforación, una hidráulica apropiada para controlar la DEC, trayectoria direccional), se pueden disminuir, considerablemente, los problemas de inestabilidad de agujero.

La identificación de eventos ocurridos durante la perforación son un insumo indispensable para el diseño de ventanas operativas confiables que coadyuven en alcanzar el éxito del proyecto.

Determinación y colocación óptima de los intervalos productores de hidrocarburos es uno de los temas más relevante en la industria del petróleo ya que de esta depende, en gran medida, el éxito técnico-financiero del proyecto.

La metodología propuesta en el presente estudio, para la caracterización mineralógica, contenido de fluidos y determinación de la magnitud de los parámetros elásticos de la roca en el intervalo productor de hidrocarburos, está basada en información de registros geofísicos convencionales (rayos gama, densidad, porosidad y sónicos) que optimizan el costo del proyecto, así como en las plantillas maestras de física de rocas ($\lambda\rho$ - $\mu\rho$, y $\nu - E$), obtenidos de modelos micromecánicos en los cuales se considera el contenido mineralógico de la roca, contenido de hidrocarburo y la heterogeneidad de la formación.

La metodología de análisis de parámetros elásticos de la roca establece una nueva manera de identificar los intervalos productores de hidrocarburos.

La caracterización litológica a través del uso de plantillas maestras de física de rocas, es una alternativa viable y expedita que puede aplicarse de forma pragmática en lugar de un análisis petrofísico convencional.

Resultados de la micromecánica fortalecen técnicamente la colocación, espaciamiento y posicionamiento de pozos en el mejor intervalo productor del yacimiento.

REFERENCIAS

- Anderson, O.L. and Liebermann, R.C., 1966. Sound velocities in rocks and minerals. VESIAC State-of-the-Art Report No. 7885-4-x, University of Michigan.
- Batzle, M., Wang, Z., 1992. Seismic properties of pore fluids, *Geophysics* **57** (1): 1396–1408.
- Bhimasenacher, J., 1945. Elastic constants of calcite and sodium nitrate. *Proc. Ind. Acad. Sci. A*, 22, 199–207.
- Bond, D.F., Scott, P.W., 1998. Applying Technical Limit Methodology for Step Change in Understanding and Performance, *SPEDC* **13** (3): 197-203.
- Brattom, T., Fuller, J., Goraya, S., Harrold, T., Holt, J., Lechner, J., Murphy, L., 2001. Avoiding Drilling Problems. *Oilfield Review* **13** (2): 33-51.
- Budiansky, B., y O'Connell, R.J. 1976. Elastic moduli of a cracked solid. *International Journal of Solids Structures*, 12 (2):81-97.
- Castagna, J.P., Batzle, M.L., Eastwood, R.L., 1985. Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. *Geophysics* 50 (4), 571–581.
- Chang, C., Zoback, M. D., and Khaksar, A., 2004, Rock strength and physical property measurements in sedimentary rocks. SRB Annual Report, vol. 96.
- Dandekar, D.P., 1968. Pressure dependence of the elastic constants of calcite. *Phys. Rev.*, 172, 873.

Eastwood, R.L. and Castagna, J.P., 1986. Interpretation of VP/VS ratios from sonic logs. In Shear Wave Exploration, Geophysical Developments, no. 1, ed. S.H. Danbom and S.N. Domenico. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists.

Eaton, B. "Fracture Gradient Prediction and its Application in Oilfield Operations." JPT, Octubre 1969, 1353-1360.

FARMER, I. W., (1968): "Engineering properties of rocks". Spon. Ltd. London. 180 p.

Goodway, W., Chen, T., and Downton, J., 1997, Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters; "Lambda-Rho", "Mu-Rho", & "Lambda/Mu fluid stack", from P and S inversions: 67th Annual Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 183-186.

Guía de diseño para la aplicación de la geomecánica en el diseño de la perforación de pozos UPMP-2004.

Humbert, P. and Plicque, F., 1972. Propriétés élastiques de carbonate rhomboédriques monocristallins: calcite, magnésite, dolomie. C. R. Acad. Sci., Paris B, 275, 391–394.

Lizcano-Hernández E., 2015. Tesis "Geonavegación en pozos no convencionales gas/aceite de lutitas".

Mathis, W., Thonhauser, G., Wallnoefer, G., 2007. Use of Real-Time Rig-Sensor Data To Improve Daily Drilling Reporting, Benchmarking, and Planning- A Case Study, *SPEDC* **23** (9): 217-226.

Mavko, G., Mukerji, T. y Dvorkin J. 2009. *The Rock Physics Handbook Tools for Seismic Analysis of Porous Media*, second edition. Cambridge: Cambridge University Press.

Middleton, G.V., 1973, Johannes Walther's law of the correlation of facies: *Geological Society of America Bulletin*, vol. 84, p. 79-988.

Nicolás-López, R., Valdiviezo-Mijangos, O.C., 2014. Dynamic characterization of shale systems by dispersion and attenuation of P- and S-waves considering their mineral composition and rock maturity, *Journal of Petroleum Science and Engineering* **34** (8): 420-427.

Nicolás-López, R., Valdiviezo-Mijangos, O.C., 2015. Rock physics templates for integrated analysis of shales considering their mineralogy, organic matter and pore fluids, *Journal of Petroleum Science and Engineering* **35** (11): 33-41.

Nicolás-López R. y Valdiviezo-Mijangos, O.C., 2016. Rock physics templates for integrated analysis of shales considering their mineralogy, organic matter and pore fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 137, 33-41.

Nur, A. and Simmons, G., 1969b. The effect of viscosity of a fluid phase on velocity in low-porosity rocks. *Earth Planet. Sci. Lett.*, 7, 99–108.

Pemex 2012. *Base de usuarios de perforación del pozo T-101*.

Pemex 2014. *Base de usuarios de perforación del pozo T-123*.

Pemex 2016. Sistema de información operativa de pozos (SIOP)

Per Avseth, Tapan Mukerji., 2002. Seismic Lithofacies Classification from Well Logs using Statical Rock Physics, *Petrophysics* vol 43 No 21 (march-april 2002) 70-81.

Peselnick, L. and Robie, R.A., 1963. Elastic constants of calcite. *J. Appl. Phys.*, 34, 2494–2495.

Pickett, G.R., 1963. Acoustic character log sand their applications information evaluation, *Journal of Petroleum Technology* **15** (6): 659–667.

Presentación **Schlumberger 2015**. Geomecánica aplicada a optimización de perforación.

Procedimiento para la predicción de geopresiones, Pemex 2016.

Rock Physics agilegeoscience.com

Sabina, F.J., Willis, J.R., 1988. A simple self-consistent analysis of wave propagation in particulate composites, *Wave Motion* **10** (2): 127–142.

Simmons, G., 1965. Single crystal elastic constants and calculated aggregate properties. *J. Grad. Res. Center, SMU*, 34, 1–269.

Valdiviezo-Mijangos,O.,2002. Estimating rock effective properties, Ph.D. Dissertation. Autonomous National University of México, México. Available from: <http://oreon.dgbiblio.unam.mx:8991/F/3Y1HPQ9ELRBQYU6ICAJH1VY5GMBC69KBH43PESHXLVF33FTE83-54592?func¼full-set-set&set_number¼434617&set_entry¼000005&format¼999>.

[https:// seminarioluzpetroleo.files.wordpress.com / 2012 / 11 / problemas-fluidos-perforacion.pdf](https://seminarioluzpetroleo.files.wordpress.com/2012/11/problemas-fluidos-perforacion.pdf)

NOMENCLATURA

φ	Ángulo de fricción	[°]
α	Coeficiente de Biot	[adimensional]
ε_1	Deformación longitudinal	[m]
ε_2	Deformación lateral	[m]
ρ	Densidad	[gr/cm ³]
ρ_o	Densidad efectiva	[gr/cm ³]
ρ_r	Densidad de una inclusión tipo r	[gr/cm ³]
ρ_{n+1}	Densidad de la matriz	[gr/cm ³]
DEE	Densidad estática equivalente	[gr/cm ³]
DEC	Densidad equivalente de circulación	[gr/cm ³]
$\tau_{xy}, \tau_{xz}, \tau_{yz}$	Esfuerzos cortantes coordenadas cartesianas	[lb/pulg ²]
$\tau_{r\phi}, \tau_{\phi z}, \tau_{rz}$	Esfuerzos cortantes coordenadas cartesianas	[lb/pulg ²]
σ_x	Esfuerzo normal en "x"	[lb/pulg ²]
σ_y	Esfuerzo normal en "y"	[lb/pulg ²]
σ_z	Esfuerzo normal en "z"	[lb/pulg ²]
σ_1	Esfuerzo principal mayor	[lb/pulg ²]
σ_2	Esfuerzo principal intermedio	[lb/pulg ²]
σ_3	Esfuerzo principal mínimo	[lb/pulg ²]
σ_θ	Esfuerzo tangencial	[lb/pulg ²]
σ_r	Esfuerzo radial	[lb/pulg ²]
σ_a	Esfuerzo axial	[lb/pulg ²]
S_v	Esfuerzo vertical	[lb/pulg ²]
S_h	Esfuerzo horizontal mínimo	[lb/pulg ²]
S_H	Esfuerzo horizontal máximo	[lb/pulg ²]
n	Exponente de Eaton	[adimensional]
F_r	Factor de recuperación	[%]
FP	Fondo perforado	[longitud]
α_r	Fracción volumétrica de la inclusión tipo "r"	[u ³ /u ³]
SFG	Gradiente de colapso inferior	[gr/cm ³ /m]
SHG	Gradiente de colapso superior	[gr/cm ³ /m]
F_G	Gradiente de fractura	[gr/cm ³ /m]
OBG	Gradiente de sobrecarga	[gr/cm ³ /m]
E	Módulo de Young	[Gpa]

k_o	Módulo volumétrico efectivo	[Gpa]
K_r	Módulo volumétrico de una inclusión tipo r	[Gpa]
K_{n+1}	Módulo volumétrico de la matriz	[Gpa]
μ_o	Módulo de corte efectivo	[Gpa]
μ_r	Módulo de corte de una inclusión tipo r	[Gpa]
μ_{n+1}	Módulo de corte de la matriz	[Gpa]
λ	Parámetro de incompresibilidad de Lamé	[Gpa]
μ	Parámetro de rigidez de Lamé	[Gpa]
Φ	Porosidad	[%]
P_p	Presión de poro	[lb/pulg ²]
P_C	Presión de confinamiento	[lb/pulg ²]
P_{CS}	Presión de colapso superior	[lb/pulg ²]
P_{CI}	Presión de colapso inferior	[lb/pulg ²]
P_{FR}	Presión de fractura	[lb/pulg ²]
PT	Profundidad total del pozo	[m]
TVD	Profundidad vertical total del pozo	[m]
KOP	Punto de iniciación de la trayectoria direccional	[m]
ROP	Ritmo de penetración de la barrena	[m/hr]
ν	Relación de Poisson	[adimensional]
Co (USC)	Resistencia a la compresión	[lb/pulg ²]
Dt_c	Tiempo de tránsito compresional	[us/pie]
Dt_s	Tiempo de tránsito de corte	[us/pie]
V_p	Velocidad de onda compresional	[km/seg]
V_s	Velocidad de onda de corte	[km/seg]

GLOSARIO

Anisotropía

Propiedad de algunos materiales o cuerpos de rocas diferentes a los Isótropos.

Atrapamientos

Ocurren cuando la sarta no tiene movimiento hacia arriba ni hacia abajo. Por lo general se divide en tres categorías: inducida por sólidos, pegadura diferencial y/o debido a la geometría del pozo.

Boca de liner

El liner es una tubería que no se extiende hasta la cabeza del pozo, sino que se cuelga de otra tubería que le sigue en diámetro, se le denomina boca de liner a la parte superior del liner.

Brote

Flujo descontrolado a superficie de fluidos del pozo y/o de formación.

Deformación

Son los cambios en la forma o dimensiones originales del cuerpo o elemento, cuando se le somete a la acción de una fuerza.

Deformación unitaria

Es la relación entre la deformación total y la longitud inicial del elemento.

Derrumbes de formación

Son fragmentos de roca producidos por inestabilidad del agujero y transportados a superficie por el fluido de control.

Elasticidad

Es la propiedad mecánica de ciertos materiales de sufrir deformaciones reversibles cuando se encuentran sujetos a la acción de fuerzas exteriores y de recuperar la forma original si estas fuerzas exteriores se eliminan.

Embolamiento de la barrena

Es cuando los recortes se adhieren a la barrena. El embolamiento ocurre en sedimentos arcillosos de granos finos como arcillas, limo, lutitas, etc.

Empacamiento de sarta

Cuando la sarta de perforación no puede rotar ni viajar hacia arriba o hacia abajo, por sólidos o chatarra que se ha precipitado en el agujero provocando el atascamiento de la sarta.

Esfuerzo

Así como las fuerzas son transferidas a través de los líquidos por la presión, también son transferidas a través de los sólidos por los esfuerzos.

Esfuerzo cortante

Es el esfuerzo interno o resultante de las tensiones paralelas a la sección transversal de un prisma mecánico como por ejemplo una viga o un pilar.

Esfuerzo de compresión

Es aquel que tiende a aplastar el material y comprimirlo, reduciendo su volumen o acortándolo en una determinada dirección.

Esfuerzo de tensión

Es aquel que tiende a estirar el material y romperlo.

Litofacie

Definida como una unidad de roca con propiedades litológicas distintivas, incluyendo composición, tamaño de grano, características estratigráficas y estructura sedimentaria.

Fricciones

Cuando una barrena es introducida en el agujero y su viaje (hacia arriba) es interrumpido repentinamente por descalibración de agujero, precipitación de recortes o colapso de agujero.

Geopresiones

Presión existente en la tierra o presión de formación. La predicción de geopresiones incluye la presión de sobre carga, poro y fractura.

Gradiente

Variación de una magnitud en función de la distancia, en el caso que nos ocupa es la magnitud del esfuerzo entre la profundidad vertical perforada y sus unidades son gr/cm^3 .

Gradiente de colapso inferior.

Presión mínima que mantiene a las paredes del pozo estables, evitando así un derrumbe de formación parcial o total.

Gradiente de colapso superior

Presión máxima que mantiene a las paredes del pozo estables, evitando así un derrumbe de formación parcial o total.

Influjos de agua, gas y escurrimiento

Un influjo es la incorporación de fluidos invasores, que pueden ser hidrocarburos, agua u otros gases, desestabilizando el fluido de control cambiando su reología y/o densidad, pudiendo causar inestabilidad del agujero, gasificaciones, atrapamientos y descontrol del pozo.

Isotropía

Propiedad de los materiales o cuerpos de rocas cuyas propiedades físicas son idénticas en todas direcciones.

LWD

Herramienta que se utiliza en la sarta de perforación para la toma de registros mientras se perfora, proporciona información en tiempo real (Loggin While Drilling por sus siglas en inglés).

Motor de fondo

Son herramientas que se utilizan en la sarta de perforación y convierten la energía hidráulica, proporcionada por el fluido de control, en energía mecánica que permite rotar la barrena sin necesidad de rotar la sarta de perforación.

MWD

Herramienta utilizada en la sarta de perforación para la medición de la trayectoria direccional, durante la perforación (Measurement While Drilling por sus siglas en inglés).

Pérdida de circulación (parcial o total)

Se entiende como pérdida del fluido de control hacia la formación, la cual puede ser parcial o total. Este problema es uno de los más comunes y costosos en la perforación. Esta puede deberse a fracturas naturales o inducidas y a formaciones poco consolidadas o altamente permeables.

Permeabilidad

Es la interconexión de los poros en una roca, si estos están interconectados se dice que la roca es permeable (permite el paso de fluido); en el caso contrario es impermeable, es decir que sus poros no están comunicados.

Presión de fractura

Presión requerida para vencer la presión de poro y la resistencia de la roca.

Presión de poro

Presión natural, originada por los procesos geológicos de depositación y compactación, a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos (porosidad) de la formación.

Presión de sobrecarga

Es el peso de la columna de roca más los fluidos contenidos en el espacio poroso que soporta una formación a determinada profundidad.

Presión Hidrostática

Es la presión ejercida por una columna de agua equivalente, en la zona, a la profundidad especificada.

Normales: Cuando son iguales a la presión hidrostática ejercida por una columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie. Teniendo un gradiente de presión normal de 1.07g/cc en zonas costa fuera.

Subnormales: Cuando son menores a la presión normal, es decir, a la presión hidrostática ejercida por la columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie.

Anormales: Cuando son mayores a la presión hidrostática de los fluidos de formación.

Presión de yacimiento

Es el equivalente a la presión de poro.

Prueba de goteo (LOT, Leak Off Test, por sus siglas en inglés)

Esta prueba se realiza para determinar el gradiente de fractura de la formación.

Pruebas de integridad de la formación o de admisión (FIT, Formation Integrity Test, por sus siglas en inglés)

Esta prueba se utiliza para conocer la presión a la que la formación empieza a admitir, sin llegar a la fractura, como en el caso de la prueba de goteo. Sirve para determinar la densidad máxima del fluido de control para perforar la etapa.

Pegadura diferencial

Ocurre cuando la sarta de perforación es sostenida en la pared del agujero por una fuerza generada por la diferencia entre la presión hidrostática y la presión de poro de la formación.

Pez

Herramienta dejada involuntariamente en el agujero perforado, debido a fallas de material y/o fatiga del mismo por trabajo de la sarta cuando ocurre un atrapamiento.

Pruebas PVT

Las pruebas PVT se realizan con la finalidad de conocer las características del yacimiento para así poder escoger el método más apropiado de producción y así como también identificar otros parámetros importantes para la cuantificación y cálculo del volumen de hidrocarburos en el reservorio, existen 2 tipos de pruebas PVT:

Liberación Instantánea o Flash: la composición total del sistema de estudio permanece constante a lo largo del proceso de disminución de presión.

Liberación Diferencial: Para este caso la cantidad total de materia va variando a medida que se disminuye la presión, es decir a medida que se va liberando gas dentro del cilindro este se va extrayendo.

Punto libre

Cuando la sarta de perforación está atrapada se realiza una operación de desconexión para recuperar la tubería que se encuentra libre por encima del punto de atrapamiento, es decir en el punto libre de atrapamiento.

Quiebre en la velocidad de perforación

La velocidad de penetración es el tiempo que tarda en cortar la barrena un metro de formación. A un incremento brusco en la velocidad de penetración se le llama "quiebre".

Resistencia mecánica

La resistencia mecánica de un material es su capacidad de resistir fuerzas o esfuerzos.

Resistencias

Cuando una barrena es corrida en el agujero y su viaje (hacia abajo) es interrumpido repentinamente por agujero fuera de calibre.

Side track

Desvío de un pozo de su trayectoria original como consecuencia de un cambio de objetivo o accidente mecánico durante la perforación de un pozo. El desvío del pozo se realiza en agujero descubierto.

Sistema rotatorio

Herramienta diseñada para perforar en forma direccional con rotación continua desde la superficie.

String shot

Operación que se realiza cuando se desea liberar una tubería atrapada, consiste en un cordón detonante que se baja con unidad de registros eléctricos y se detona a la profundidad deseada provocando una vibración de la sarta.

Tie back

Conjunto de sellos que permite realizar un sello hermético entre dos tuberías de revestimiento.

Ventana

Desvío de un pozo de su trayectoria original como consecuencia de un cambio de objetivo o accidente mecánico durante la perforación de un pozo. El desvío del pozo se realiza en agujero entubado.

Yacimiento petrolero

Acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca almacén).

APÉNDICE A

A. Cálculo de geopresiones

Todos los métodos empíricos para estimar las geopresiones se fundamentan en determinar una tendencia de compactación normal a partir de datos de sismología, resistividad, conductividad y/o tiempo de tránsito. Así, con los valores de éstos parámetros obtenidos de los registros sísmicos y geofísicos y con los proporcionados por la tendencia normal podrán cuantificarse las presiones de sobrecarga y de formación (presión de poro) y a partir de estos el gradiente de fractura.

A.1 Gradiente de sobrecarga (OBG)

Esta presión se origina a partir del peso acumulativo de las rocas que sobreyacen en el subsuelo y se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos contenidos en los espacios porosos por la profundidad de interés.

A continuación se describe el procedimiento, a partir de registros sísmicos y de densidad, para obtener la magnitud del gradiente de sobrecarga.

En algunas ocasiones no se cuenta con los registros necesarios, por lo que se adaptaron ecuaciones a las curvas de gradiente de sobrecarga desarrolladas por Ben A. Eaton para la Costa de Louisiana, donde solo basta sustituir la profundidad para obtener un valor.

A.1.1.- Método de Eaton

En 1969, **Eaton** mostró que el gradiente de sobrecarga estaba en función de la profundidad y de la densidad promedio de la roca, y aumenta conforme a la profundidad, como se muestra en la ecuación A.1.

$$S = \int_0^D g \rho r dD, \quad (A.1)$$

donde:

S = Presión de sobrecarga.

g = Constante gravitacional.

D = Profundidad vertical real a nivel del suelo terrestre o marino.

ρr = Densidad de la roca.

Una vez que se tienen las densidades obtenidas a través de algún registro, se puede obtener el perfil del gradiente de sobrecarga a partir de la aplicación de las ecuaciones A.2 (pozos terrestres) y A.3 (pozos marinos), ampliamente aplicadas, ya que son consideradas como una aproximación de la integral de Eaton:

$$G_s = \frac{\sum_{i=1}^n \rho r_i (D_i - D_{i-1})}{D_i}, \quad (A.2)$$

$$G_s = \frac{\rho_w D_w + \sum_{i=1}^n \rho r_i (D_i - D_{i-1})}{D_w + D_i}, \quad (A.3)$$

donde:

G_s = Gradiente de presión de sobrecarga, [gr/cm³].

ρ_w = Densidad del agua de mar, [gr/cm³].

D_w = Tirante de agua, [m].

ρr_i = Densidad de la roca a la profundidad i, [gr/cm³].

D_i = Profundidad en el punto i , [m].

Los siguientes métodos para calcular una densidad aproximada de la roca, si no se cuenta con mediciones directas de densidad o el registro solo se tiene en la parte superficial, se pueden utilizar:

A.1.2 Registros Sísmicos

A partir de la ecuación de Gardner (A.4), se puede determinar la densidad promedio de las capas reflectoras para cada valor de velocidad de intervalo.

$$\rho_r = 0.31 (VI)^{0.25}, \quad (A.4)$$

donde:

ρ_r = Densidad de la roca, [gr/cm³].

VI = Velocidad de intervalo, [m/seg].

A.1.3 Registro de densidad o tiempo de tránsito en zona superficial

La densidad de la roca incrementa exponencialmente con la profundidad. Cuando solo se cuenta con información superficial, se puede obtener la densidad con la profundidad realizando un ajuste exponencial a los datos superficiales.

Cuando se tiene solo información de densidad en la zona superficial:

$$\rho_n = k e^{mD}, \quad (A.5)$$

Donde:

ρ_n = Densidad normalizada de la roca (variable dependiente), [gr/cm³].

k = Constante obtenida del ajuste exponencial (ordenada al origen).

m = Constante obtenida del ajuste exponencial (pendiente).

D = Profundidad (variable independiente), [m].

La VI (velocidad de intervalo) se obtiene, a partir del tiempo de tránsito observado, con la ecuación A.6

$$VI = 304878.05 \times \frac{1}{\Delta t_0}, \quad (A.6)$$

donde:

VI = Velocidad de intervalo, [m/seg].

Δt_0 = Tiempo de tránsito observado, [μ seg/pie].

A.1.4 Cálculo de la sobrecarga con la ecuación del nomograma de Eaton

En algunas ocasiones no se cuenta con información suficiente, por lo que se adaptaron ecuaciones a las curvas del gradiente de sobrecarga desarrolladas por Ben A. Eaton para la Costa de Louisiana, donde solo basta sustituir la profundidad para obtener un valor.

$$Gs = 1.9417 + 0.0001D + 2 \times 10^{-8} D^2 + 1 \times 10^{-12} D^3, \quad (A.7)$$

donde:

Gs = Gradiente de presión de sobrecarga, [gr/cm^3].

D = Profundidad vertical real a nivel del suelo terrestre o marino, [m].

A.2- Gradiente de formación (Presión de poro)

La presión de formación, también llamada presión de poro, es aquella presión que ejercen los fluidos confinados en el espacio poroso de la formación. Estos fluidos intersticiales son generalmente aceite, gas y/o agua salada.

A.2.1. Gradiente de presión de formación por el método de Eaton

Para calcular el gradiente de presión de formación anormal, se utilizan registros geofísicos de pozo, sísmica y parámetros de perforación. El valor del gradiente de presión depende del cálculo del exponente alfa para cada área en particular y la determinación de una tendencia normal.

Para Tiempo de Tránsito:

$$Gfan = Gs - (Gs - Gfn) \left(\frac{\Delta Tn}{\Delta To} \right)^\alpha, \quad (A.8)$$

Para resistividad:

$$Gfan = Gs - (Gs - Gfn) \left(\frac{Ro}{Rn} \right)^\alpha, \quad (A.9)$$

Para conductividad:

$$Gfan = Gs - (Gs - Gfn) \left(\frac{Cn}{Co} \right)^\alpha, \quad (A.10)$$

Para el exponente dc:

$$Gfan = Gs - (Gs - Gfn) \left(\frac{dco}{dcn} \right)^\alpha, \quad (A.11)$$

donde:

G_s = Gradiente de presión de sobrecarga, [gr/cm³].

G_{fan} = Gradiente de presión de formación anormal, [gr/cm³].

G_{fn} = Gradiente de presión de formación normal, [gr/cm³].

R_o = Resistividad observada, [ohm-m].

R_n = Resistividad normal, [ohm-m].

dco = Exponente “dc” observado.

dcn = Exponente “dc” normal.

ΔT_o = Tiempo de Tránsito observado, [μ seg/pie].

ΔT_n = Tiempo de Tránsito normal, [μ seg/pie].

C_o = Conductividad observada, [milimohms-m].

C_n = Conductividad normal, [milimohms-m].

α = Exponente alfa.

A.2.2. Cálculo del tiempo de tránsito sintético a partir de registros sísmicos

Para poder determinar el tiempo de tránsito observado sintético, a partir de registros sísmicos, se deben utilizar las siguientes ecuaciones desarrolladas por Dix:

$$VI_i = \sqrt{\frac{(V^2_{mi-1} \times T_{i-1}) - (V^2_{mi} \times T_i)}{(T_{i-1} - T_i)}}, \quad (A.12)$$

$$VI_i = \sqrt{\frac{(VRMS^2_{i-1} \times T_{i-1}) - (VRMS^2_i \times T_i)}{(T_{i-1} - T_i)}}, \quad (A.13)$$

$$\Delta D_i = \frac{VI_i - (T_i - T_{i-1})}{2}, \quad (A.12)$$

$$D_i = \Delta D_i + \Delta D_{i-1}, \quad (A.14)$$

$$VI = 304878.05 \times \frac{1}{\Delta t_0}, \quad (A.6)$$

$$VI = \left(\frac{\rho r}{0.31}\right)^4, \quad (A.15)$$

$$\Delta T_o = 304878.05 \times \frac{1}{VI} = \frac{T_i - T_{i-1}}{6.56 (D_i + D_{i-1})} \times 10^5, \quad (\text{A.16})$$

donde:

VI = Velocidad de intervalo, [m/seg].

Vm = Velocidad media entre la superficie y la capa reflectora, [m/seg].

T = Tiempo doble de reflexión, [seg].

VRMS = Velocidad cuadrática media referida a un punto de reflejo común, [m/seg].

ΔD = Espesor de la capa reflectora, [m].

D_i = Profundidad en el punto i, [m].

Δt_o = Tiempo de tránsito observado sintético, [μ seg/pie].

ρ_r = Densidad de la roca, [gr/cm^3].

i = Subíndice que identifica el renglón que se está evaluando.

A.2.3. Determinación de los datos normales

Se tiene que establecer una tendencia normal, para esto se deben graficar los datos observados contra la profundidad. Cuando estos datos se apartan de su tendencia normal, se dice que son anormales.

Para poder definir la tendencia normal, se deben tomar aquellos datos superficiales que siguen la tendencia normal y realizar un ajuste de tipo exponencial, es decir, se deben tomar aquellos datos de la zona de transición (de presión normal a anormal) hacia la superficie. La **Tabla A.1** resume el comportamiento normal de los registros para determinar geopresiones.

Tabla A.1 Comportamiento normal de registros

PARAMETRO	TENDENCIA NORMAL	SOBREPRESIONADA	FORMACIONES DENSAS	HIDROCARBUROS	AGUA DULCE	AGUA SALADA
VELOCIDAD DE INTERVALO	Incrementa	Disminuye respecto a la tendencia normal	Incrementa respecto a la tendencia normal	---	---	---
TIEMPO DE TRÁNSITO	Disminuye	Incrementa respecto a la tendencia normal	Disminuye respecto a la tendencia normal	---	Incrementa respecto a la tendencia normal	Incrementa respecto a la tendencia normal
RESISTIVIDAD	Incrementa	Disminuye respecto a la tendencia normal	Incrementa respecto a la tendencia normal	Incrementa respecto a la tendencia normal	Incrementa respecto a la tendencia normal	Disminuye respecto a la tendencia normal
CONDUCTIVIDAD	Disminuye	Incrementa respecto a la tendencia normal	Disminuye respecto a la tendencia normal	Disminuye respecto a la tendencia normal	Disminuye respecto a la tendencia normal	Incrementa respecto a la tendencia normal
POROSIDAD	Disminuye	Incrementa respecto a la tendencia normal	Disminuye respecto a la tendencia normal	---	Incrementa respecto a la tendencia normal	Incrementa respecto a la tendencia normal
DENSIDAD	Incrementa	Disminuye respecto a la tendencia normal	Incrementa respecto a la tendencia normal	---	Disminuye respecto a la tendencia normal	Disminuye respecto a la tendencia normal
RAYOS GAMMA	Incrementa	Disminuye respecto a la tendencia normal (terciario)	---	---	---	---
POTENCIAL ESPONTANEO	Incrementa	Disminuye respecto a la tendencia normal (terciario)	---	---	---	---

Los datos normalizados, se obtienen con las ecuaciones siguientes:

Para tiempo de tránsito:

$$\Delta T_n = Ke^{-mD}, \quad (\text{A.17})$$

Para resistividad:

$$R_n = Ke^{mD}, \quad (\text{A.18})$$

Para conductividad:

$$C_n = Ke^{-mD}, \quad (\text{A.19})$$

Para exponente dc:

$$dc_n = Ke^{mD}, \tag{A.20}$$

donde:

Rn = Resistividad normal, [ohm-m].

dcn = Exponente “dc” normal.

ΔT_n = Tiempo de tránsito normal, [μ seg/pie].

Cn = Conductividad normal, [milimohms-m].

k = Constante obtenida del ajuste exponencial (ordenada al origen).

m = Constante obtenida del ajuste exponencial (pendiente).

D = Profundidad (variable independiente), [m].

A.2.4. Determinación del exponente alfa (α)

Para determinar los valores del exponente alfa de la ecuación de Eaton se deben obtener mediciones reales de presión de formación. Estas mediciones pueden ser tomadas en pruebas de formación, producción o durante el control de brotes. Estos datos pueden ser sustituidos en las siguientes ecuaciones y calcular el exponente para cada área en particular, sin embargo, cuando no se tiene información, se pueden utilizar los valores propuestos por Eaton.

Para tiempo de tránsito:

$$\alpha = 3$$

$$\alpha = \frac{\ln \frac{G_s - G_{fan}}{G_s - G_{fn}}}{\ln \frac{\Delta T_o}{\Delta T_n}} Ke^{mD}, \tag{A.21}$$

Para tiempo resistividad:

$$\alpha = 1.2$$

$$\alpha = \frac{\text{Ln} \frac{G_s - G_{fan}}{G_s - G_{fn}}}{\text{Ln} \frac{R_o}{R_n}} K e^{mD}, \quad (\text{A.22})$$

Para conductividad:

$$\alpha = 1.2$$

$$\alpha = \frac{\text{Ln} \frac{G_s - G_{fan}}{G_s - G_{fn}}}{\text{Ln} \frac{C_n}{C_o}} K e^{mD}, \quad (\text{A.23})$$

Para exponente dc:

$$\alpha = 1.2$$

$$\alpha = \frac{\text{Ln} \frac{G_s - G_{fan}}{G_s - G_{fn}}}{\text{Ln} \frac{dc_n}{dc_o}} K e^{mD}, \quad (\text{A.24})$$

donde:

G_s = Gradiente de presión de sobrecarga, [gr/cm³].

G_{fan} = Gradiente de presión de formación anormal, [gr/cm³].

G_{fn} = Gradiente de presión de formación normal, [gr/cm³].

R_o = Resistividad observada, [ohm-m].

R_n = Resistividad normal, [ohm-m].

C_o = Conductividad observada, [milimohms-m].

C_n = Conductividad normal, [milimohms-m].

dc_o = Exponente "dc" observado.

dc_n = Exponente "dc" normal.

α = Exponente alfa.

A.2.5. Determinación del gradiente de presión normal

A partir de una prueba de formación o de datos de presión de formación de los pozos del área en la zona normal, se puede estimar el gradiente de presión normal de formación. En su defecto, se puede tomar de pruebas de densidad del agua de formación obtenidas en laboratorio. Generalmente se asume este valor en 1.074 gr/cm³ (0.465 psi/pie o 0.1074 kg/cm²/m).

A.2.6.- Determinación del exponente “dc”

Considerando que las propiedades de las rocas y las condiciones de perforación permanecen constantes, una gráfica de ritmo de penetración contra profundidad define, como tendencia normal, una disminución de la penetración, identificándose una zona bajo-compactada por el notable aumento de la penetración en esta zona. Una gráfica de resistividad de lutitas contra profundidad, define características similares.

Sin embargo las variables de perforación tales como el peso aplicado a la barrena, la velocidad de rotación de la sarta, el tipo y el tamaño de la barrena, no siempre pueden mantenerse constantes, por lo que no es fácil localizar una zona anormal.

Jorden y Shirley propusieron un método matemático para compensar la variación de varios de los parámetros que influyen en el ritmo de penetración, conocido en la industria petrolera como la técnica del exponente “d”. En el desarrollo de esta teoría parten del modelo presentado por Bingham, el cual relaciona el ritmo de penetración con el peso aplicado en la barrena, así como la velocidad y el diámetro. Además, supone que los otros parámetros que afectan a la penetración permanecen constantes, como se muestra a continuación:

Exponente “d”:

$$d = \frac{1.26 - \text{Log } \frac{R}{N}}{1.58 - \text{Log } \frac{W}{Db}}, \quad (\text{A.25})$$

donde:

d = Exponente de perforabilidad.

R = Ritmo de perforación, [m/hr].

N = Velocidad de rotación, [r.p.m.].

W = Peso sobre barrena, [ton.].

DB = Diámetro de barrena, [pg].

Debido a que el exponente “d” se ve influenciado por las variaciones en el peso del lodo, haciendo difícil la interpretación de la gráfica; se hizo necesaria una modificación para normalizar dicho exponente. Este parámetro modificado es conocido como exponente “dc” y se define como:

Exponente “dc”:

$$dc = d \left(\frac{Gfn}{\rho_n} \right), \quad (\text{A.26})$$

donde:

dc = Exponente de perforabilidad corregido.

ρ_n = Densidad del lodo, [gr/cm³].

Gfn = Gradiente de presión de formación normal, [gr/cm³].

A.3.- Gradiente de factura (G_{fr}).

Presión a la cual la roca de una formación dada comienza a fracturarse, esto sucede después de haber vencido la resistencia a la compresión de la roca y la presión de formación, es decir, se provoca la deformación permanente del material que constituye la roca.

Se ha encontrado a través de la experiencia de campo y laboratorio que el grado de resistencia que ofrece una formación a su fracturamiento depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que está sometido. Las formaciones superficiales únicamente ofrecen la resistencia originada por la cohesión de la roca, pero a medida que aumenta la profundidad se añaden a la anterior los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones.

Se ha probado que cuando se fractura la formación horizontalmente, los esfuerzos horizontales son mayores que el esfuerzo de sobrecarga; por el contrario, si el esfuerzo de sobrecarga es mayor que los esfuerzos horizontales la fractura producida será vertical.

A.3.1.- Cálculo del gradiente de fractura por el método de Eaton

La metodología que se presentan en el procedimiento fue desarrollada por **Ben A. Eaton**. El método está basado en la relación de Poisson.

$$Gfr = Gf + \left(\frac{\nu}{1 - \nu}\right) (Gs - Gf), \quad (A.27)$$

donde:

ν = Relación de Poisson [adim].

Gs = Gradiente de presión de sobrecarga, [gr/cm³].

Gf = Gradiente de presión de formación, [gr/cm³].

Gfr = Gradiente de presión de fractura, [gr/cm³].

A.3.2.- Cálculo de la Relación de Poisson (ν)

La relación de Poisson se debe determinar para cada área en particular utilizando datos de presión de formación y fractura de mediciones reales tales como: pruebas de goteo, producción o de control de brotes, posteriormente se tiene que realizar un ajuste logarítmico a los datos calculados. Cuando no se tiene información real, se puede utilizar la ecuación ajustada al nomograma de Eaton, al utilizar la ecuación del nomograma de Eaton, se debe tomar en cuenta que la relación de Poisson no debe ser mayor a 0.49, por lo que sí esto ocurre se deberán ajustar los datos a 0.49.

A partir de mediciones reales:

$$A = \frac{Gfr - Gf}{Gs - Gf}, \quad (A.28)$$

$$\nu = \frac{A}{1+A}, \quad (A.29)$$

$$\nu = m \ln(D) - k, \quad (A.30)$$

donde:

ν = Relación de Poisson [adim].

Gs = Gradiente de presión de sobrecarga, [gr/cm³].

Gf = Gradiente de presión de formación, [gr/cm³].

Gfr = Gradiente de presión de fractura, [gr/cm³].

k = Constante obtenida del ajuste logarítmico (ordenada al origen).

m = Constante obtenida del ajuste logarítmico (pendiente).

D = Profundidad vertical, [m].

A partir del nomograma de Eaton:

$$v = 0.0645 \ln(D) - 0.0673, \quad (\text{A.31})$$

donde:

v = Relación de Poisson, [adim].

D = Profundidad vertical, [m].

APÉNDICE B

B.1 Mapa de riesgo de perforación del pozo T-101

La **Figura B1** muestra el mapa de perforación del pozo T-101, el cual fue dividido en secciones con el propósito de mejorar la visualización de cada una de ellas.

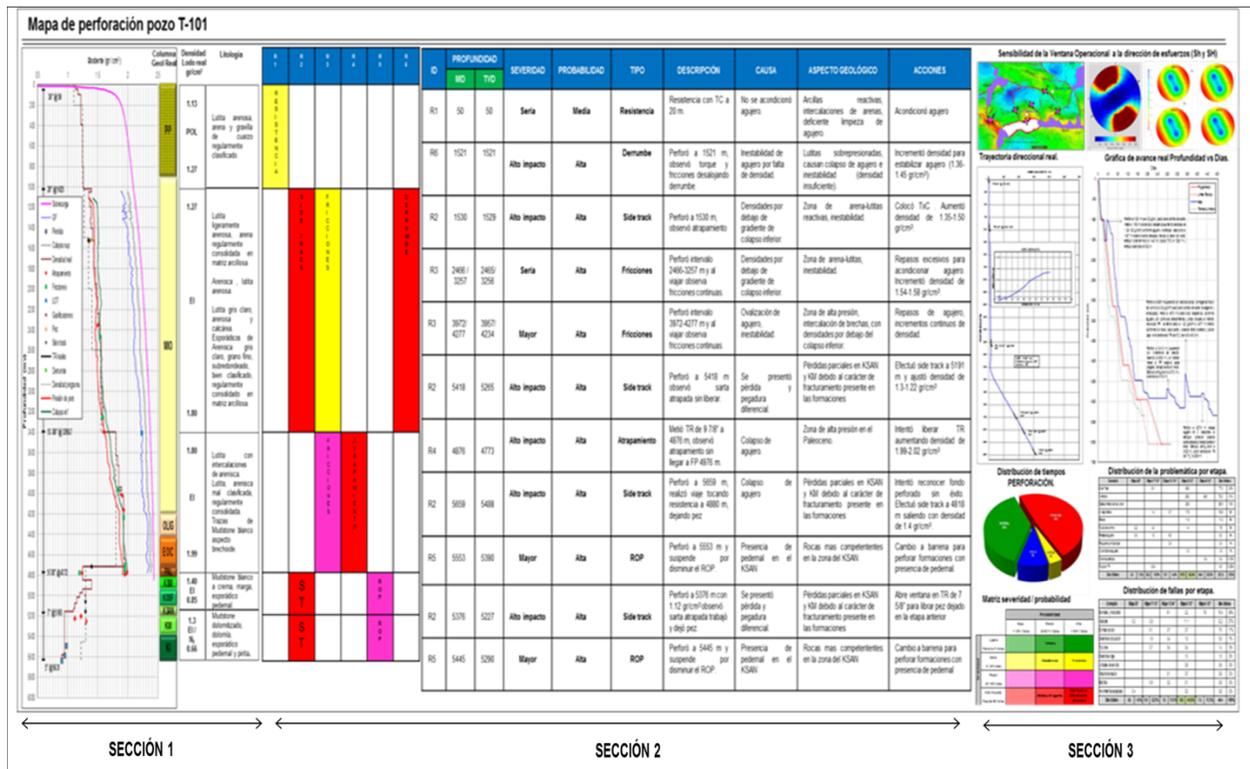


Figura B1 Mapa de riesgo de perforación, en secciones, del pozo T-101

En las Figuras B2-B4 se muestran, amplificadas, cada una de las secciones identificadas en la figura B1.

En la **Figura B2** se presenta la sección uno del mapa de riesgo de perforación del pozo T-101, en la que se identifica la ventana operativa (con densidad de lodo real y asentamiento de tuberías de revestimiento), columna geológica real, densidad de lodo real y la litología de cada una de las etapas de perforación.

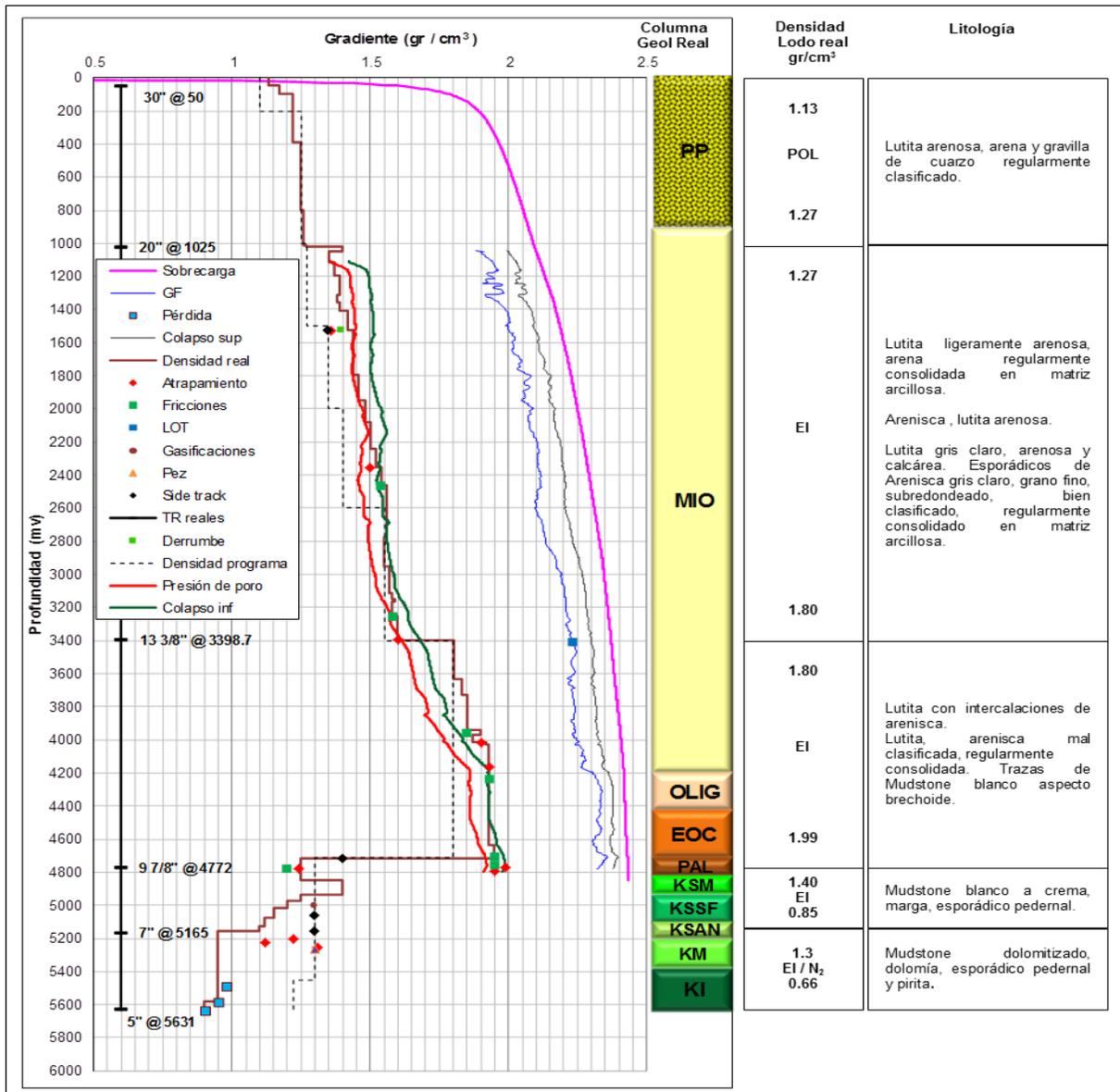


Figura B2 Sección 1 mapa de riesgo de perforación del pozo T-101.

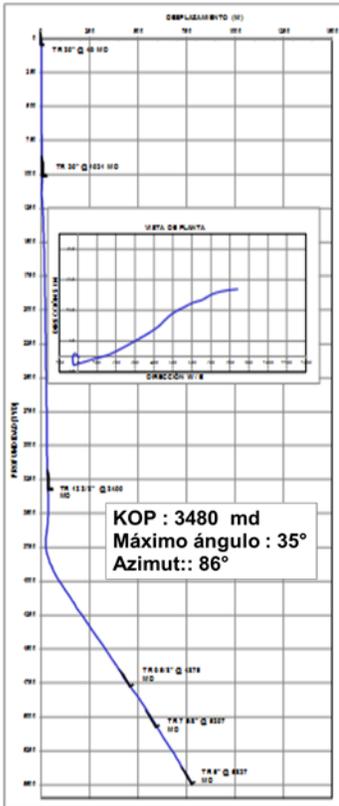
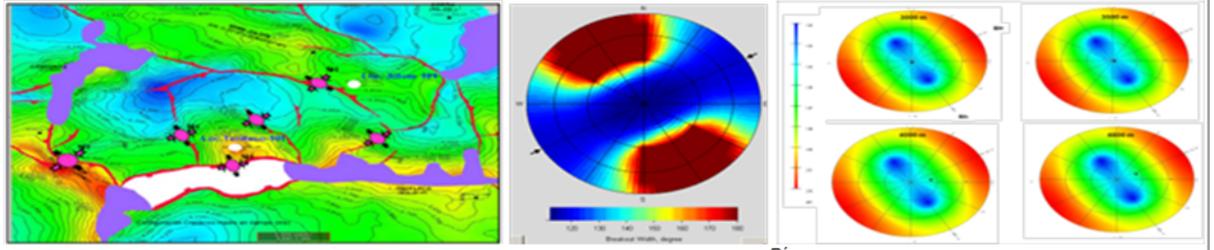
La **Figura B3** muestra la sección dos del mapa de riesgo de perforación del pozo T-101, en la que podemos observar, en el primer recuadro, riesgos (R) enumerados del R1 – R6 e identificados con el código de colores correspondiente a la matriz de severidad/probabilidad. En el recuadro a la derecha, se muestra el tipo, severidad/probabilidad, descripción, causa, aspecto geológico y las acciones tomadas para eliminar el riesgo.

R1	R2	R3	R4	R5	R6	ID	PROFUNDIDAD		SEVERIDAD	PROBABILIDAD	TIPO	DESCRIPCIÓN	CAUSA	ASPECTO GEOLÓGICO	ACCIONES
							MD	TVD							
RESISTENCIA						R1	50	50	Seria	Media	Resistencia	Resistencia con TC a 20 m.	No se acondicionó agujero.	Arcillas reactivas, intercalaciones de arenas, deficiente limpieza de agujero.	Acondicionó agujero
						R6	1521	1521	Alto impacto	Alta	Derrumbe	Perforó a 1521 m, observó torque y fricciones desalojando derrumbe.	Inestabilidad de agujero por falta de densidad.	Lutitas sobrepresionadas, causan colapso de agujero e inestabilidad (densidad insuficiente).	Incrementó densidad para estabilizar agujero (1.36-1.45 gr/cm³)
	SIDE TRACK	FRICCIONES			DERRUMBE	R2	1530	1529	Alto impacto	Alta	Side track	Perforó a 1530 m, observó atrapamiento	Densidades por debajo de gradiente de colapso inferior.	Zona de arena-lutitas reactivas, inestabilidad.	Colocó TxC . Aumentó densidad de 1.35-1.50 gr/cm³.
			R3	2466 / 3257		2465 / 3256	Seria	Alta	Fricciones	Perforó intervalo 2466-3257 m y al viajar observa fricciones continuas.	Densidades por debajo de gradiente de colapso inferior.	Zona de arena-lutitas, inestabilidad.	Reposos excesivos para acondicionar agujero. Incrementó densidad de 1.54-1.58 gr/cm³.		
						R3	3972 / 4277	3957 / 4234	Mayor	Alta	Fricciones	Perforó intervalo 3972-4277 m y al viajar observa fricciones continuas.	Ovalzación de agujero, inestabilidad.	Zona de alta presión, intercalación de brechas, con densidades por debajo del colapso inferior.	Reposos de agujero, incrementos continuos de densidad.
						R2	5418	5285	Alto impacto	Alta	Side track	Perforó a 5418 m observó sarta atrapada sin liberar.	Se presentó pérdida y pegadura diferencial.	Pérdidas parciales en KSAN y KM debido al carácter de fracturamiento presente en las formaciones	Efectuó side track a 5191 m y ajustó densidad de 1.3-1.22 gr/cm³
						R4	4876	4773	Alto impacto	Alta	Atrapamiento	Metió TR de 9 7/8" a 4876 m, observó atrapamiento sin llegar a FP 4976 m.	Colapso de agujero.	Zona de alta presión en el Paleoceno.	Intentó liberar TR aumentando densidad de 1.99-2.02 gr/cm³
		FRICCIONES	ATRAPAMIENTO			R2	5659	5488	Alto impacto	Alta	Side track	Perforó a 5659 m, realizó viaje tocando resistencia a 4880 m, dejando pez	Colapso de agujero	Pérdidas parciales en KSAN y KM debido al carácter de fracturamiento presente en las formaciones	Intentó reconocer fondo perforado sin éxito. Efectuó side track a 4818 m saliendo con densidad de 1.4 gr/cm³.
				R5	5553	5390	Mayor	Alta	ROP	Perforó a 5553 m y suspende por disminuir el ROP.	Presencia de pedernal en el KSAN	Rocas mas competentes en la zona del KSAN	Cambio a barrena para perforar formaciones con presencia de pedernal.		
	ST			ROP		R2	5376	5227	Alto impacto	Alta	Side track	Perforó a 5376 m con 1.12 gr/cm³ observó sarta atrapada trabajó y dejó pez.	Se presentó pérdida y pegadura diferencial.	Pérdidas parciales en KSAN y KM debido al carácter de fracturamiento presente en las formaciones	Abre ventana en TR de 7 5/8" para librar pez dejado en la etapa anterior
		R5	5445		5290	Mayor	Alta	ROP	Perforó a 5445 m y suspende por disminuir el ROP.	Presencia de pedernal en el KSAN	Rocas mas competentes en la zona del KSAN	Cambio a barrena para perforar formaciones con presencia de pedernal			

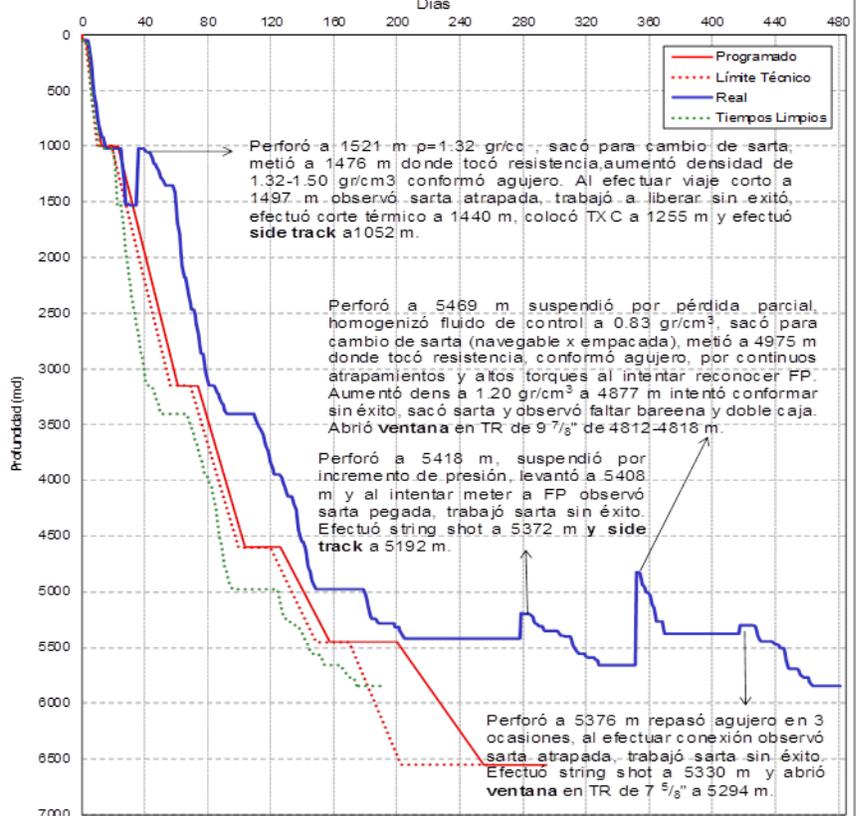
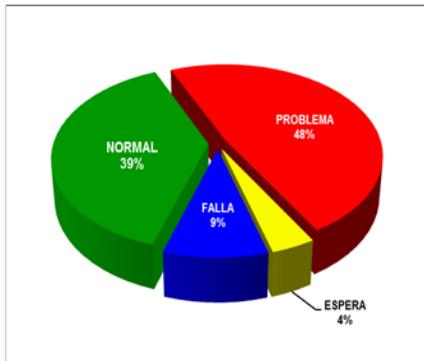
Figura B3 Sección 2 del mapa de riesgo de perforación del pozo T-101.

La Figura B4 muestra la sección tres del mapa de riesgo de perforación del pozo T-101, donde se observa la sensibilidad de la ventana operativa a la dirección de esfuerzos horizontales, gráfica de profundidad versus tiempo, trayectoria direccional, distribución general de tiempos y la matriz de severidad/probabilidad.

Sensibilidad de la Ventana Operacional a la dirección de esfuerzos (Sh y SH)



Distribución de tiempos PERFORACIÓN.



		Probabilidad		
		Baja < 30% Pozos	Media 30-60 % Pozos	Alta > 60% Pozos
Severidad	Ligera Menor a 4 horas	Torques	Torques	
	Seria 4 - 24 horas	Resistencias	Resistencias	Fricciones
	Mayor 24 - 48 horas			
	Alto Impacto Mas de 48 horas		Repases de agujero	Side Track (4), Atrapamiento

Figura B4 Sección 3 del mapa de riesgo de perforación del pozo T-101

B.2 Mapa de riesgo de perforación del pozo T-102

La Figura B5 muestra el mapa de perforación del pozo T-102, el cual fue dividido en secciones con el propósito de mejorar la visualización de cada una de ellas.

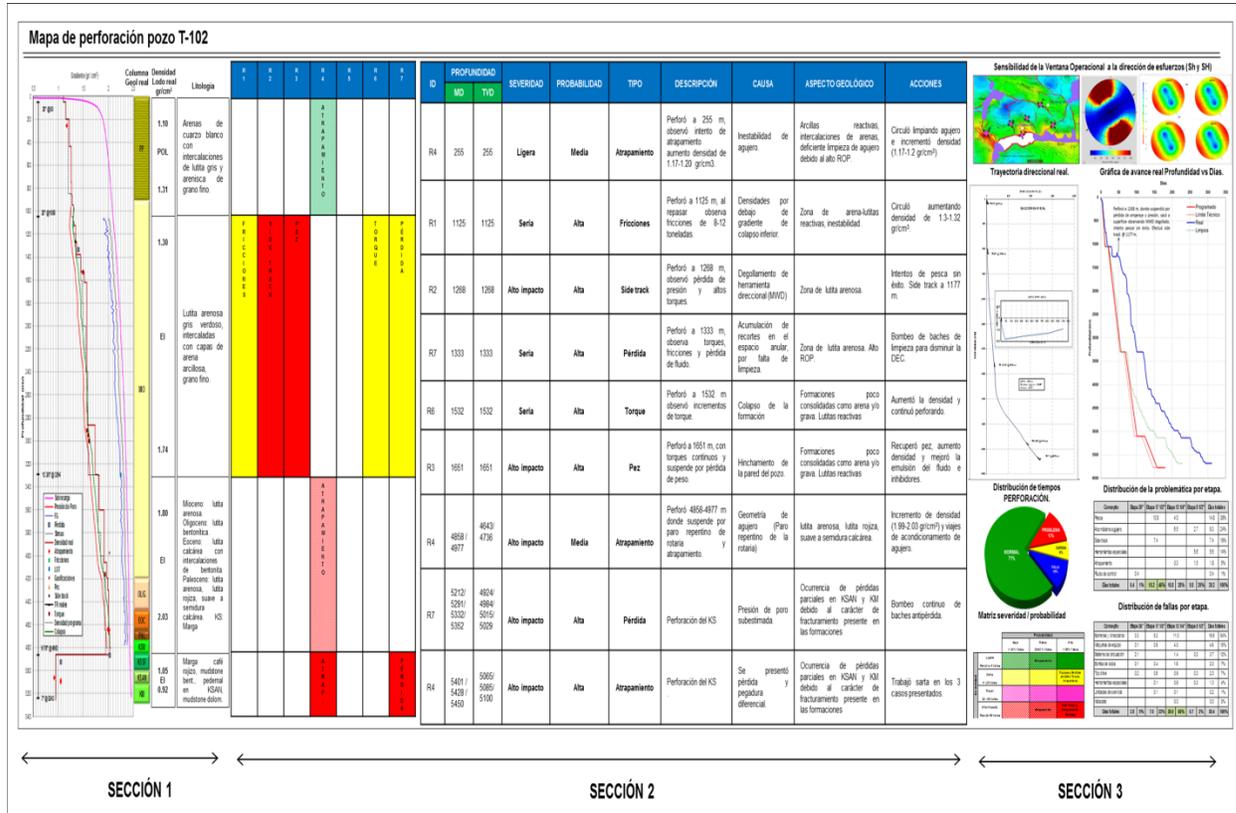


Figura B5 Mapa de riesgo de perforación, en secciones, del pozo T-102

En las Figuras B6-B8 se muestran, amplificadas, cada una de las secciones identificadas en la figura B5.

En la **Figura B6** se presenta la sección uno del mapa de riesgo de perforación del pozo T-102, en la que se identifica la ventana operativa (con densidad de lodo real y asentamiento de tuberías de revestimiento), columna geológica real, densidad de lodo real y la litología de cada una de las etapas de perforación.

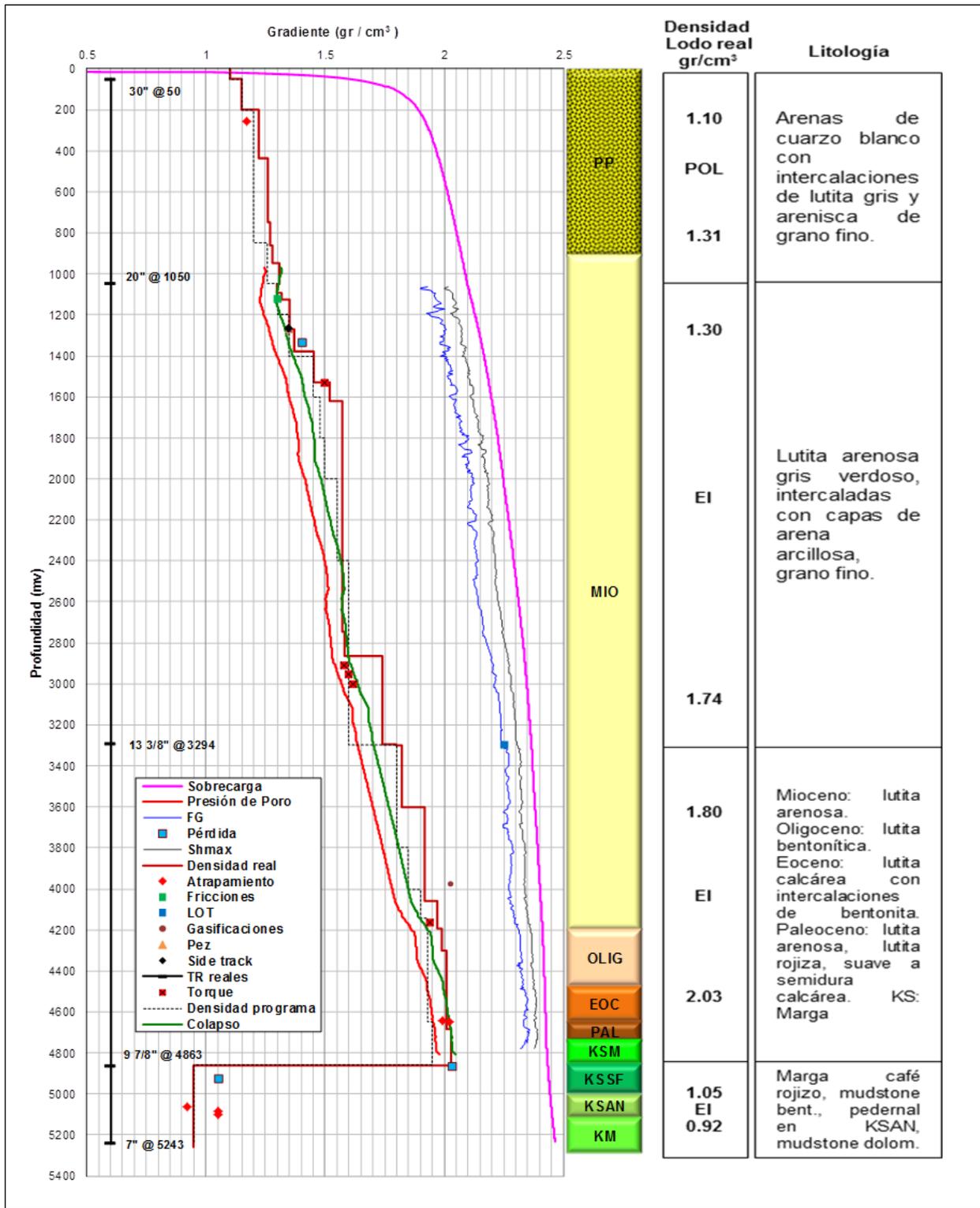


Figura B6 Sección 1 del mapa de riesgo de perforación del pozo T-102.

La **Figura B7** muestra la sección dos del mapa de riesgo de perforación del pozo T-102, en la que podemos observar, en el primer recuadro, riesgos (R) enumerados del R1 – R7 e identificados con el código de colores correspondiente a la matriz de severidad/probabilidad. En el recuadro a la derecha, se muestra el tipo, severidad/probabilidad, descripción, causa, aspecto geológico y las acciones tomadas para eliminar el riesgo.

R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	ID	PROFUNDIDAD		SEVERIDAD	PROBABILIDAD	TIPO	DESCRIPCIÓN	CAUSA	ASPECTO GEOLÓGICO	ACCIONES
								MD	TVD							
			A T R A P A M I E N T O				R4	255	255	Ligera	Media	Atrapamiento	Perforó a 255 m, observó intento de atrapamiento aumento densidad de 1.17-1.20 gr/cm ³ .	Inestabilidad de agujero.	Arcillas reactivas, intercalaciones de arenas, deficiente limpieza de agujero debido al alto ROP.	Circuló limpiando agujero e incrementó densidad (1.17-1.2 gr/cm ³)
F R I C C I O N E S	S I D E T R A C K	P E Z			T O R Q U E	P É R D I D A	R1	1125	1125	Seria	Alta	Fricciones	Perforó a 1125 m, al repasar observa fricciones de 8-12 toneladas.	Densidades por debajo de gradiente de colapso inferior.	Zona de arena-lutitas reactivas, inestabilidad.	Circuló aumentando densidad de 1.3-1.32 gr/cm ³ .
							R2	1268	1268	Alto impacto	Alta	Side track	Perforó a 1268 m, observó pérdida de presión y altos torques.	Degollamiento de herramienta direccional (MWD)	Zona de lutita arenosa.	Intentos de pesca sin éxito. Side track a 1177 m.
							R7	1333	1333	Seria	Alta	Pérdida	Perforó a 1333 m, observa torques, fricciones y pérdida de fluido.	Acumulación de recortes en el espacio anular, por falta de limpieza.	Zona de lutita arenosa. Alto ROP.	Bombeo de baches de limpieza para disminuir la DEC.
							R6	1532	1532	Seria	Alta	Torque	Perforó a 1532 m observó incrementos de torque.	Colapso de la formación	Formaciones poco consolidadas como arena y/o grava. Lutitas reactivas	Aumentó la densidad y continuó perforando.
							R3	1651	1651	Alto impacto	Alta	Pez	Perforó a 1651 m, con torques continuos y suspende por pérdida de peso.	Hinchamiento de la pared del pozo.	Formaciones poco consolidadas como arena y/o grava. Lutitas reactivas	Recuperó pez, aumento densidad y mejoró la emulsión del fluido e inhibidores.
			A T R A P A M I E N T O				R4	4658 / 4977	4643 / 4736	Alto impacto	Media	Atrapamiento	Perforó 4658-4977 m donde suspende por paro repentino de rotaria y atrapamiento.	Geometría de agujero (Paro repentino de la rotaria)	lutita arenosa, lutita rojiza, suave a semidura calcárea.	Incremento de densidad (1.99-2.03 gr/cm ³) y viajes de acondicionamiento de agujero.
							R7	5212 / 5291 / 5332 / 5352	4924 / 4984 / 5015 / 5029	Alto impacto	Alta	Pérdida	Perforación del KS	Presión de poro subestimada.	Ocurrencia de pérdidas parciales en KSAN y KM debido al carácter de fracturamiento presente en las formaciones	Bombeo continuo de baches anti-pérdida
			A T R A P			P É R D I D A	R4	5401 / 5428 / 5450	5065 / 5085 / 5100	Alto impacto	Alta	Atrapamiento	Perforación del KS	Se presentó pérdida y pegadura diferencial.	Ocurrencia de pérdidas parciales en KSAN y KM debido al carácter de fracturamiento presente en las formaciones	Trabajó sarta en los 3 casos presentados.

Figura B7 Sección 2 del mapa de riesgo de perforación del pozo T-102.

La **Figura B8** muestra la sección tres del mapa de riesgo de perforación del pozo T-102, donde se observa la sensibilidad de la ventana operativa a la dirección de esfuerzos horizontales, gráfica de profundidad versus tiempo, trayectoria direccional, distribución general de tiempos y la matriz de severidad/probabilidad.

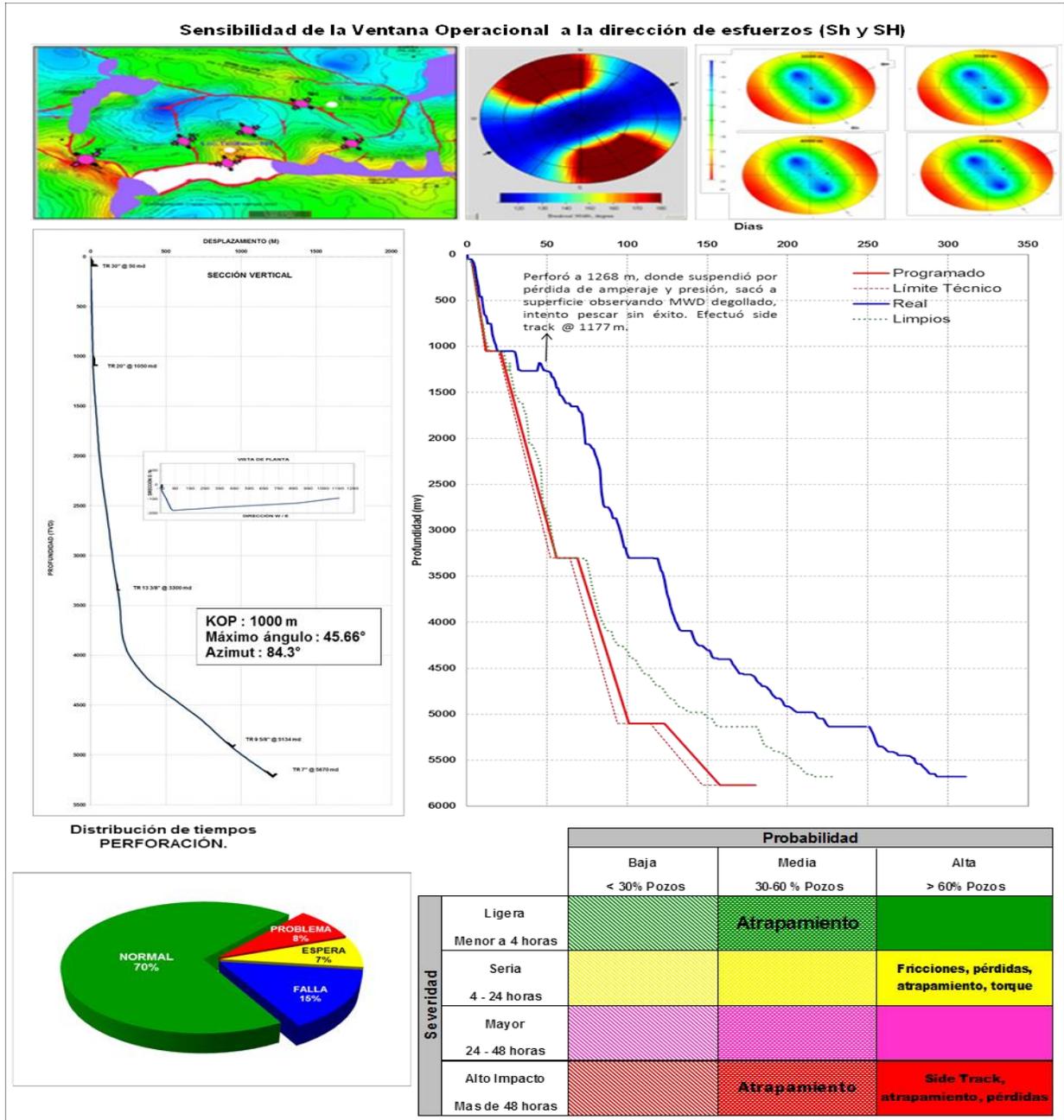


Figura B8 Sección 3 del mapa de riesgo de perforación del pozo T-102

B.3 Mapa de riesgo de perforación del pozo T-123

La **Figura B9** muestra el mapa de perforación del pozo T-123, el cual fue dividido en secciones con el propósito de mejorar la visualización de cada una de ellas.

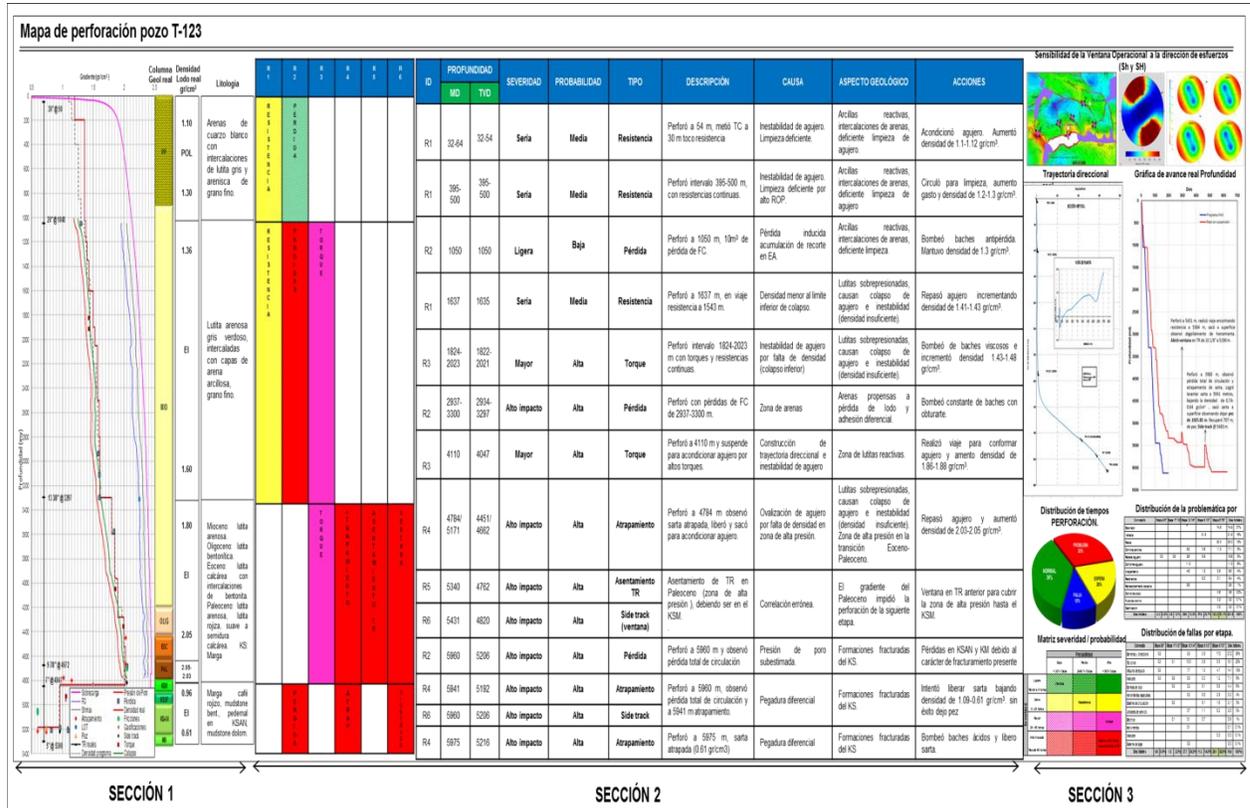


Figura B9 Mapa de riesgo de perforación, en secciones, del pozo T-123

En las Figuras B10-B12 se muestran, amplificadas, cada una de las secciones identificadas en la figura B9.

En la **Figura B10** se presenta la sección uno del mapa de riesgo de perforación del pozo T-123, en la que se identifica la ventana operativa (con densidad de lodo real y asentamiento de tuberías de revestimiento), columna geológica real, densidad de lodo real y la litología de cada una de las etapas de perforación.

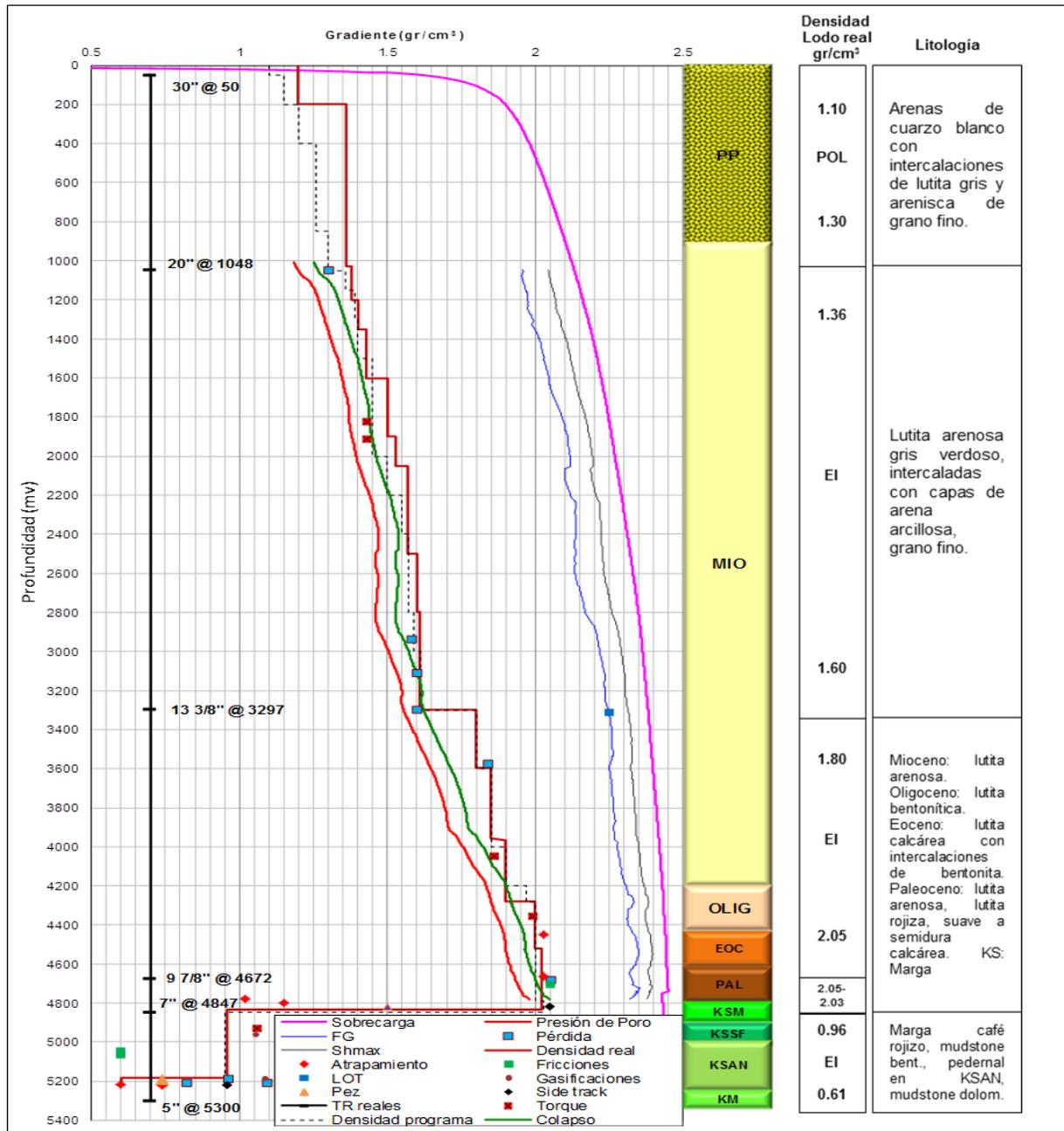


Figura B10 Sección 1 mapa de riesgo de perforación del pozo T-123.

La **Figura B11** muestra la sección dos del mapa de riesgo de perforación del pozo T-123, en la que podemos observar, en el primer recuadro, riesgos (R) enumerados del R1 – R6 e identificados con el código de colores correspondiente a la matriz de severidad/probabilidad. En el recuadro a la derecha, se muestra el tipo,

severidad/probabilidad, descripción, causa, aspecto geológico y las acciones tomadas para eliminar el riesgo.

R1	R2	R3	R4	R5	R6	ID	PROFUNDIDAD		SEVERIDAD	PROBABILIDAD	TIPO	DESCRIPCIÓN	CAUSA	ASPECTO GEOLÓGICO	ACCIONES
							MD	TVD							
RESISTENCIA	PÉRDIDA					R1	32-84	32-54	Seria	Media	Resistencia	Perforó a 54 m, metió TC a 30 m toco resistencia	Inestabilidad de agujero. Limpieza deficiente.	Arcillas reactivas, intercalaciones de arenas, deficiente limpieza de agujero.	Acondicionó agujero. Aumentó densidad de 1.1-1.12 gr/cm ³ .
						R1	395-500	395-500	Seria	Media	Resistencia	Perforó intervalo 395-500 m, con resistencias continuas.	Inestabilidad de agujero. Limpieza deficiente por alto ROP.	Arcillas reactivas, intercalaciones de arenas, deficiente limpieza de agujero.	Circuló para limpieza de agujero, aumento gasto y densidad de 1.2-1.3 gr/cm ³ .
RESISTENCIA	PÉRDIDA	TORQUE				R2	1050	1050	Ligera	Baja	Pérdida	Perforó a 1050 m, observa 10m ³ de pérdida de FC.	Pérdida inducida por acumulación de recorte en el anular.	Arcillas reactivas, intercalaciones de arenas, deficiente limpieza de agujero por alto ROP.	Bombéó baches antipérdida. Mantuvo densidad de 1.3 gr/cm ³ .
						R1	1637	1635	Seria	Media	Resistencia	Perforó a 1637 m, en viaje resistencia a 1543 m.	Densidad menor al límite inferior de colapso.	Lutitas sobrepresionadas, causan colapso de agujero e inestabilidad (densidad insuficiente).	Repasó agujero incrementando densidad de 1.41-1.43 gr/cm ³ .
						R3	1824-2023	1822-2021	Mayor	Alta	Torque	Perforó intervalo 1824-2023 m con torques y resistencias continuas.	Inestabilidad de agujero por falta de densidad (colapso inferior).	Lutitas sobrepresionadas, causan colapso de agujero e inestabilidad (densidad insuficiente).	Bombéó de baches viscosos e incrementó densidad 1.43-1.48 gr/cm ³ .
						R2	2937-3300	2934-3297	Alto impacto	Alta	Pérdida	Perforó con pérdidas de FC de 2937-3300 m.	Zona de arenas	Arenas propensas a pérdida de lodo y adhesión diferencial.	Bombéó constante de baches con obturante.
						R3	4110	4047	Mayor	Alta	Torque	Perforó a 4110 m y suspende para acondicionar agujero por altos torques.	Construcción de trayectoria direccional e inestabilidad de agujero	Zona de lutitas reactivas.	Realizó viaje para conformar agujero y aumento densidad de 1.86-1.88 gr/cm ³ .
						R4	4784/5171	4451/4662	Alto impacto	Alta	Atrapamiento	Perforó a 4784 m observó sarta atrapada, liberó y sacó para acondicionar agujero.	Ovalización de agujero por falta de densidad en zona de alta presión.	Lutitas sobrepresionadas, causan colapso de agujero e inestabilidad (densidad insuficiente). Zona de alta presión en la transición Eoceno-Paleoceno.	Repasó agujero y aumentó densidad de 2.03-2.05 gr/cm ³ .
		TORQUE	LITRAPAMIENTO	ASENTAMIENTO TR	VENTANA	R5	5340	4762	Alto impacto	Alta	Asentamiento TR	Asentamiento de TR en Paleoceno (zona de alta presión), debiendo ser en el KSM.	Correlación errónea.	El gradiente del Paleoceno impidió la perforación de la siguiente etapa.	Ventana en TR anterior para cubrir la zona de alta presión hasta el KSM.
						R6	5431	4820	Alto impacto	Alta	Side track (ventana)				
	PÉRDIDA		ATRAPAMIENTO			R2	5960	5206	Alto impacto	Alta	Pérdida	Perforó a 5960 m y observó pérdida total de circulación	Presión de poro subestimada.	Formaciones fracturadas del KS.	Pérdidas parciales en KSAN y KM debido al carácter de fracturamiento presente
				R4	5941	5192	Alto impacto	Alta	Atrapamiento	Perforó a 5960 m, observó pérdida total de circulación y a 5941 m atrapamiento.	Pegadura diferencial	Formaciones fracturadas del KS.	Intentó liberar sarta bajando densidad de 1.09-0.61 gr/cm ³ . sin éxito dejó pez		
				R6	5960	5206	Alto impacto	Alta	Side track						
				R4	5975	5216	Alto impacto	Alta	Atrapamiento	Perforó a 5975 m, sarta atrapada (0.61 gr/cm ³)	Pegadura diferencial	Formaciones fracturadas del KS	Bombéó baches ácidos y libero sarta.		

Figura B11 Sección 2 del mapa de riesgo de perforación del pozo T-123.

La Figura B12 muestra la sección tres del mapa de riesgo de perforación del pozo T-123, donde se observa la sensibilidad de la ventana operativa a la dirección de esfuerzos horizontales, gráfica de profundidad versus tiempo, trayectoria direccional, distribución general de tiempos y la matriz de severidad/probabilidad.

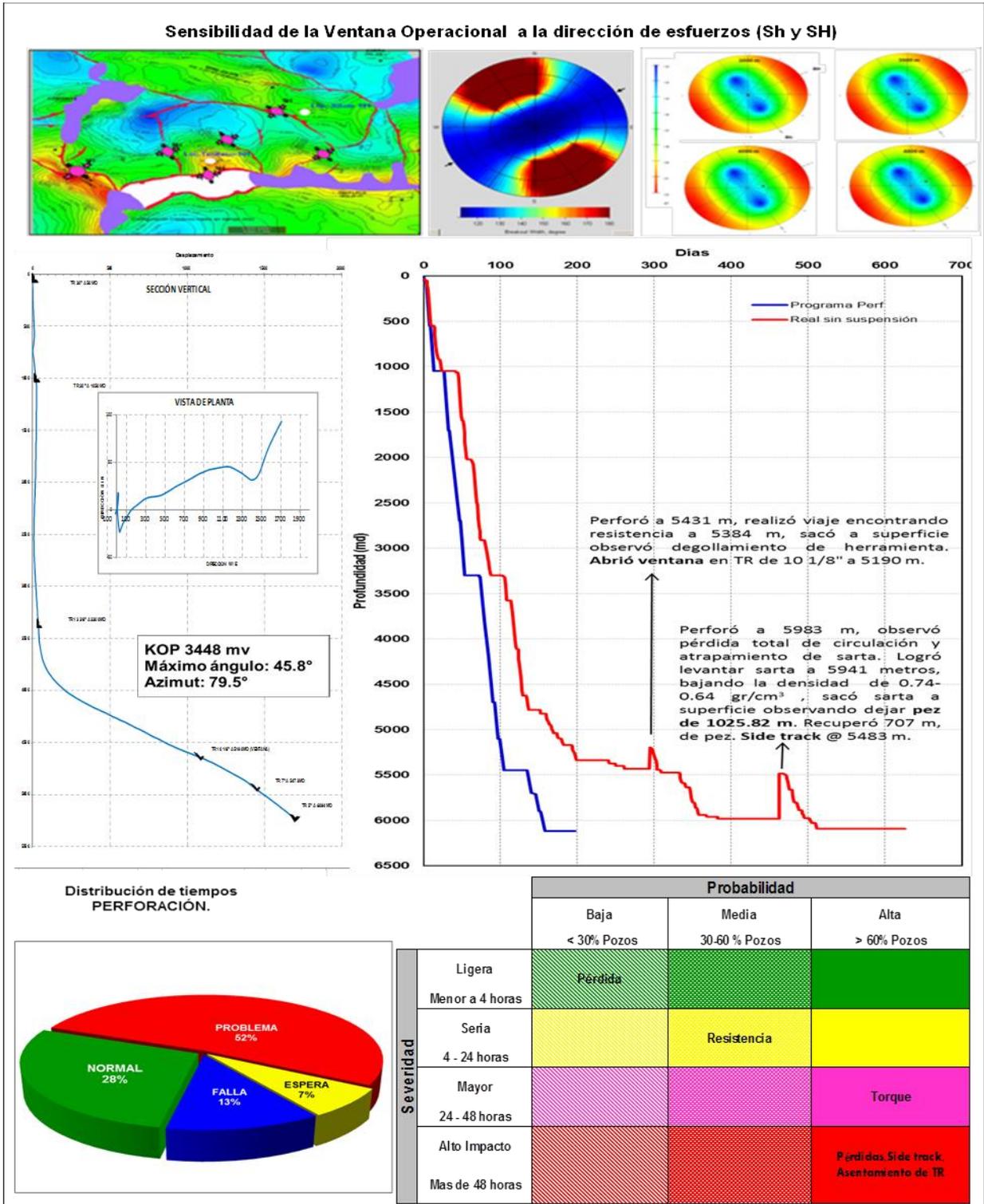


Figura B12 Sección 3 del mapa de riesgo de perforación del pozo T-123

B.4 Mapa de riesgo de perforación Campo T, Bloque III (pozo T-112)

La **Figura B13** muestra el mapa de perforación del pozo futuro T-112, el cual fue dividido en tres secciones con el propósito de mejorar la visualización de cada una de ellas.

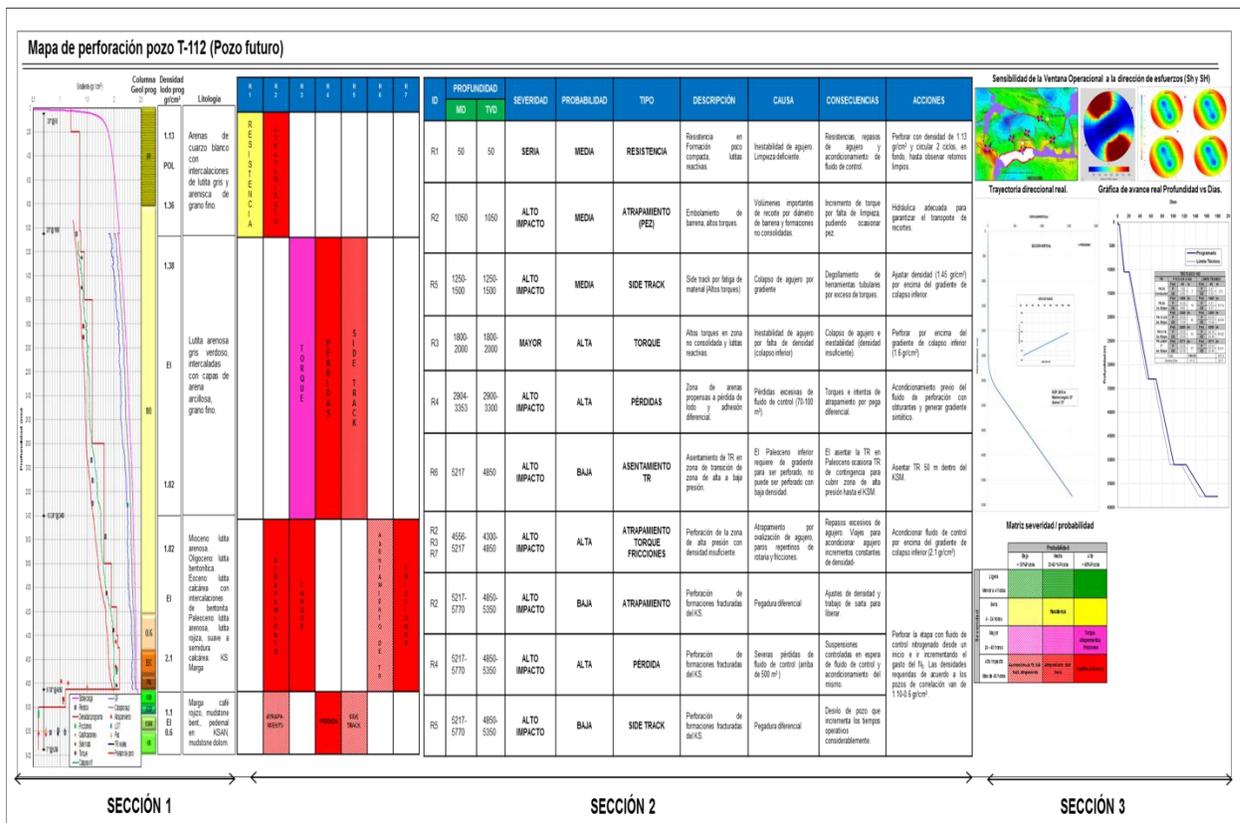


Figura B13 Mapa de riesgo de perforación, en secciones, del pozo T-112

En las Figuras B14-B16 se muestran, amplificadas, cada una de las secciones identificadas en la figura B13.

En la **Figura B14** se presenta la sección uno del mapa de riesgo de perforación del pozo T-112, en la que se identifica la ventana operativa (con densidad de lodo real y

asentamiento de tuberías de revestimiento), columna geológica real, densidad de lodo real y la litología de cada una de las etapas de perforación.

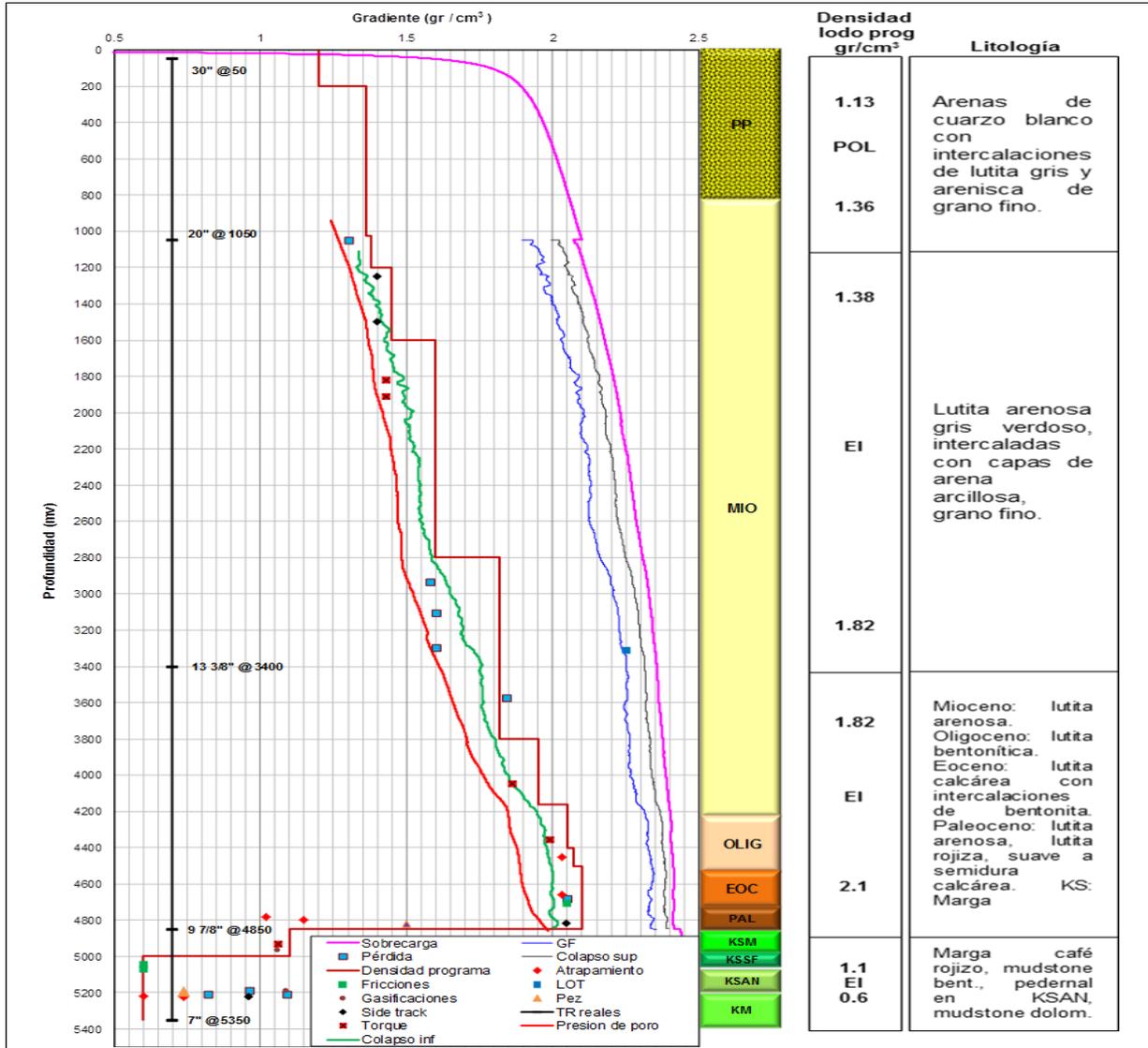


Figura B14 Sección 1 mapa de riesgo de perforación del pozo T-112.

La Figura B15 muestra la sección dos del mapa de riesgo de perforación del pozo T-112, en la que podemos observar, en el primer recuadro, riesgos (R) enumerados del R1 – R7 e identificados con el código de colores correspondiente a la matriz de severidad/probabilidad. En el recuadro a la derecha, se muestra el tipo,

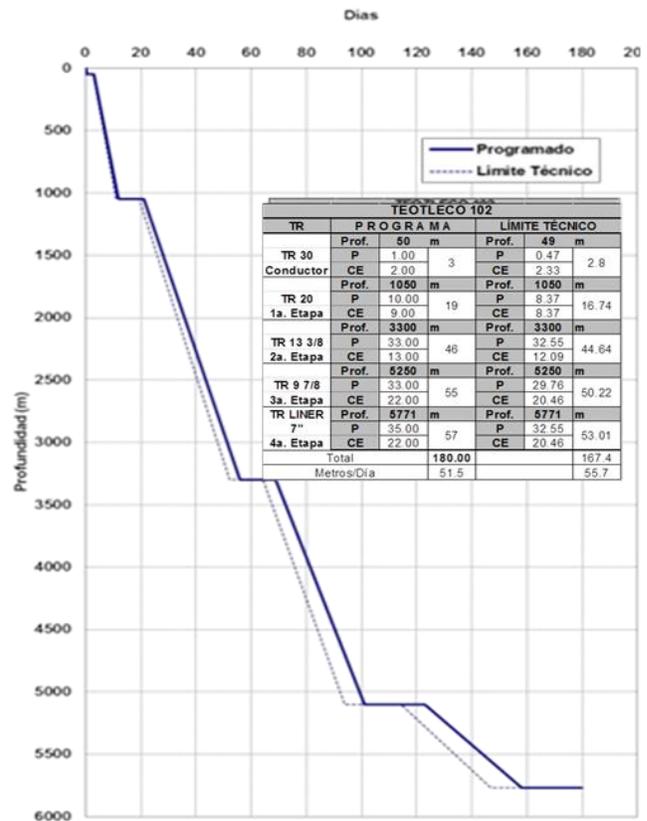
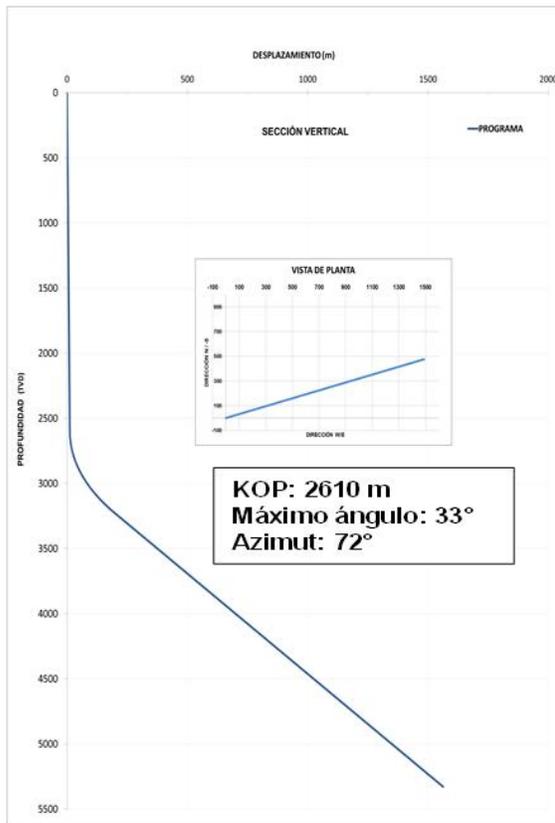
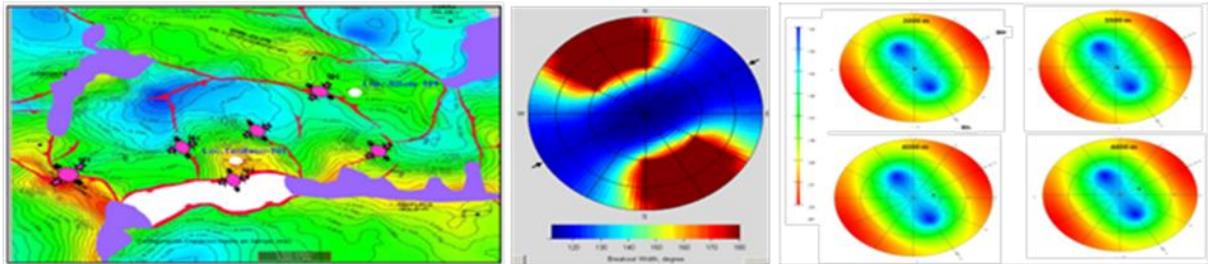
severidad/probabilidad, descripción, causa, aspecto geológico y las acciones tomadas para eliminar el riesgo.

R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	ID	PROFUNDIDAD		SEVERIDAD	PROBABILIDAD	TIPO	DESCRIPCIÓN	CAUSA	CONSECUENCIAS	ACCIONES
								MD	TVD							
RESISTENCIA	ATRAPAMIENTO						R1	50	50	SERIA	MEDIA	RESISTENCIA	Resistencia en formación poco compacta, lutitas reactivas.	Inestabilidad de agujero. Limpieza deficiente.	Resistencias, repasos de agujero y acondicionamiento de fluido de control.	Perforar con densidad de 1.13 gr/cm ³ y circular 2 ciclos, en fondo, hasta observar retomos limpios.
							R2	1050	1050	ALTO IMPACTO	MEDIA	ATRAPAMIENTO (PEZ)	Embolamiento de barrena, altos torques.	Volúmenes importantes de recorta por diámetro de barrena y formaciones no consolidadas.	Incremento de torque por falta de limpieza, pudiendo ocasionar pez.	Hidráulica adecuada para garantizar el transporte de recortes.
							R5	1250-1500	1250-1500	ALTO IMPACTO	MEDIA	SIDE TRACK	Side track por fatiga de material (Altos torques)	Colapso de agujero por gradiente	Degollamiento de herramientas tubulares por exceso de torques.	Ajustar densidad (1.45 gr/cm ³) por encima del gradiente de colapso inferior.
				TORQUE	PERDIDAS	SIDE TRACK	R3	1800-2000	1800-2000	MAYOR	ALTA	TORQUE	Altos torques en zona no consolidada y lutitas reactivas.	Inestabilidad de agujero por falta de densidad (colapso inferior)	Colapso de agujero e inestabilidad (densidad insuficiente).	Perforar por encima del gradiente de colapso inferior (1.6 gr/cm ³)
							R4	2904-3353	2900-3300	ALTO IMPACTO	ALTA	PÉRDIDAS	Zona de arenas propensas a pérdida de lodo y adhesión diferencial.	Pérdidas excesivas de fluido de control (70-100 m ³).	Torques e intentos de atrapamiento por pega diferencial.	Acondicionamiento previo del fluido de perforación con obturantes y generar gradiente sintético.
							R6	5217	4850	ALTO IMPACTO	BAJA	ASENTAMIENTO TR	Asentamiento de TR en zona de transición de zona de alta a baja presión.	El Paleoceno inferior requiere de gradiente para ser perforado, no puede ser perforado con baja densidad.	El asentar la TR en Paleoceno ocasiona TR de contingencia para cubrir zona de alta presión hasta el KSM.	Asentar TR 50 m dentro del KSM.
							R2 R3 R7	4566-5217	4300-4850	ALTO IMPACTO	ALTA	ATRAPAMIENTO TORQUE FRICCIONES	Perforación de la zona de alta presión con densidad insuficiente.	Atrapamiento por ovalización de agujero, paros repetitivos de rotaria y fricciones.	Repasos excesivos de agujero. Viajes para acondicionar agujero incrementos constantes de densidad-	Acondicionar fluido de control por encima del gradiente de colapso inferior (2.1 gr/cm ³)
							R2	5217-5770	4850-5350	ALTO IMPACTO	BAJA	ATRAPAMIENTO	Perforación de formaciones fracturadas del KS.	Pegadura diferencial	Ajustes de densidad y trabajo de sata para liberar.	Perforar la etapa con fluido de control nitrogenado desde un inicio e ir incrementando el gasto del N ₂ . Las densidades requeridas de acuerdo a los pozos de correlación van de 1.10-0.6 gr/cm ³ .
							R4	5217-5770	4850-5350	ALTO IMPACTO	ALTA	PÉRDIDA	Perforación de formaciones fracturadas del KS.	Severas pérdidas de fluido de control (amba de 500 m ³)	Suspensiones controladas en espera de fluido de control y acondicionamiento del mismo.	
									R5	5217-5770	4850-5350	ALTO IMPACTO	BAJA	SIDE TRACK	Perforación de formaciones fracturadas del KS.	Pegadura diferencial

Figura B15 Sección 2 del mapa de riesgo de perforación del pozo T-112.

La Figura B16 muestra la sección tres del mapa de riesgo de perforación del pozo T-112, donde se observa la sensibilidad de la ventana operativa a la dirección de esfuerzos horizontales, gráfica (programa) de profundidad versus tiempo (programado), trayectoria direccional, y la matriz de severidad/probabilidad.

Sensibilidad de la Ventana Operacional a la dirección de esfuerzos (Sh y SH)



		Probabilidad		
		Baja < 30% Pozos	Media 30-60 % Pozos	Alta > 60% Pozos
Severidad	Ligera Menor a 4 horas			
	Seria 4 - 24 horas		Resistencia	
	Mayor 24 - 48 horas			Torque, Atrapamientos, Fricciones
	Alto Impacto Mas de 48 horas	Asentamiento de TR, Side track, Atrappamiento	Atrappamiento, Side track	Pérdidas, Side track,

Figura B16 Sección 3 del mapa de riesgo de perforación del pozo T-112